



EF's indre marked og nordisk energipolitik

Grohnheit, Poul Erik; Hoier Nielsen, Hans; Sørensen, Henrik

Publication date:
1992

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Grohnheit, P. E., Hoier Nielsen, H., & Sørensen, H. (1992). *EF's indre marked og nordisk energipolitik*. København: Nordisk Ministerråd. Nordiske seminar- og arbejdsrapporter, Bind. 561

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

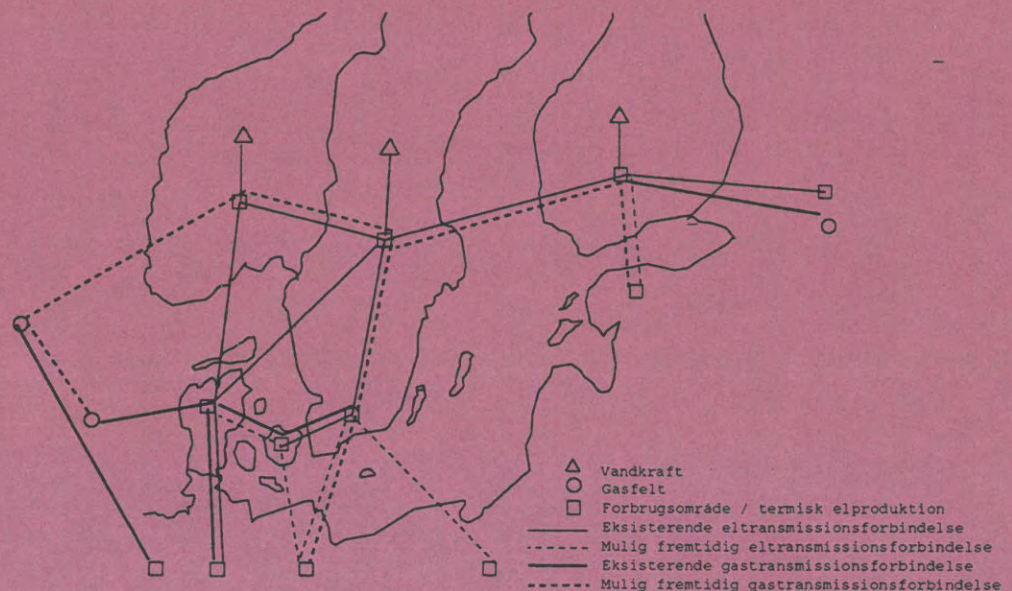
If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

EF's indre marked og nordisk energipolitik



Nordiske
Seminar- og
Arbejds-
rapporter

1992:561



EF's indre marked og nordisk energipolitik

Nordiske Seminar- og Arbejdsrapporter 1992:561

Copyright: Nordisk Ministerråd, København 1992

ISBN 92 9120 087 5

ISSN 0906-3668

Tryk og distribution: Nordisk Ministerråd, København

Rapporten er gratis ved skriftlig henvendelse

Nordisk Ministerråd

Store Strandstræde 18

DK-1255 København K

Telefon/telefax (+45) 33 11 47 11

EF's indre marked og nordisk energipolitik

*Poul Erik Grohnheit
Hans Hoier Nielsen
Henrik Sørensen*

Indholdsfortegnelse

Forord	5
1. Indledning	6
2. Problemstilling	8
3. Udviklingen mod tredjepartsadgang I Europa og USA	12
3.1. EF's indre energimarked - el og naturgas	12
3.2. Naturgas- og elsektorerne i EF	17
3.3. Transitdirektiverne for el og naturgas	19
3.4. Erfaringer fra USA - "Common Carriage" og "Open Access" for naturgas	22
3.5. Autonom udvikling i EF og Europa	27
3.6. "Third Party Access" i Europa	28
3.7. Nordisk energistruktur må tilpasses udviklingen i EF ..	32
4. Fra lokal forsyning til international handelsvare	33
4.1. Situationen i Norden i dag	33
4.2. Internationalisering af den nordiske energisektor	39
4.3. Liberaliseringens betydning for de nordiske lande	40
4.4. Nordisk energiplanlægning i fremtidens energibillede ..	46
4.5. Nordisk energipolitik i fremtiden	48
5. El- og gassystemerne I Norden	51
5.1. Naturgassystemet	52
5.2. Elkapacitet , -produktion og -forbrug	53
5.3. Elsystemet i de nordiske lande	58
5.4. El- og gassystemerne i nabolandene	70
5.5. Udveksling af elektricitet	72
5.6. Mulighederne for udvidet handel	79
6. Teknisk-økonomiske modeller	81
6.1. Selskabsmodeller og kommercielle modeller	81
6.2. El- og gassystemet i Norden	82
6.3. Scenariomodeller for energisystemet i hvert land	82
6.4. Udbygning af transmissionsforbindelserne for el og gas ..	85

6.5.	En nordisk samkøringsmodel	87
6.6.	Lokal udbygning og indpasning af nye anlæg	87
6.7.	Overbliksskabende værktøjer	87
7.	Forventninger til udviklingen	89
7.1.	Undersøgelsen omfang	89
7.2.	Generelle betragtninger	89
7.3.	Elsektoren	90
7.4.	Naturgassektoren	94
8.	Mulige konklusioner	98
Bilag A	Elproducerende anlæg	101
Bilag B	Kilder til undersøgelse af forventninger	106
Bilag C	Program for seminar	110
Referencer	112

Forord

Energimarkedsgruppen under Nordisk Ministerråd bevilgede i januar 1991 500.000 kr. til et projekt "NORDEN I EUROPA. EF's indre marked og nordisk energipolitik". Formålet er at belyse de umiddelbare konsekvenser og energipolitiske muligheder for myndigheder og forsyningsselskaber i de nordiske lande, som følge af at der blev etableret et indre energimarked for EF-området.

Arbejdet er udført i et samarbejde mellem Forskningscenter Risø, Afdelingen for Systemanalyse, og Scan-Energy ApS. Et vigtigt led i arbejdet har været en række interviews med beslutningstagere i el- og gassektoren i de nordiske lande.

Et første udkast til denne rapport var oplæg til et seminar, der afholdtes den 13. november 1991 på det nyetablerede Forskningscenter for Energi, Miljø og Samfund, Roskilde Universitetscenter. Centret er delvis finansieret af Nordisk Ministerråd og tilsvarende centre findes i de øvrige nordiske lande. Deltagere i seminaret vil være projektmedarbejderne og indbudte repræsentanter for forskningsinstitutioner, forsyningsselskaber, myndigheder og finansieringsinstitutioner.

Januar 1992.

1. Indledning

Et hovedemne for projektet har været at belyse mulighederne for en videre udvikling mod fælles elforsynings- og naturgasmarkeder i Norden, der kan drage større nytte af forskellene i produktionsstrukturen. Det er desuden formålet at vurdere mulighederne for fælles nordisk forskning og indsatser i EF og andre internationale organisationer med det formål at sikre en regional og global bæredygtig udvikling.

Opgaven er løst som en beskrivelse af erfaringerne fra andre lande og deres betydning for gas- og elsystemerne i de nordiske lande. Der er gennemført en serie interviews med udvalgte beslutningstagere. Projektet er imidlertid forløbet i et kapløb med udviklingen på området. Transitdirektiverne blev vedtaget af EF's ministerråd i foråret, og de trådte i kraft den 1. juli 1991 for elektricitet og den 1. januar 1992 for naturgas. I de nordiske lande er der truffet en række beslutninger der tager hensyn til en ny markedssituation for ledningsført energi. Desuden er samhandelsmulighederne med nabolandene radikalt ændrede.

Den typiske organisationsform for produktion og distribution af ledningsført energi har hidtil været vertikalt integrerede forsyningsselskaber med en regional eller national monopolstilling. Selskabernes finansiering af nyanlæg har været mulig gennem selvfinansiering eller sikret gennem deres monopolstilling og politiske indflydelse. Denne organisationsform er nu i opbrud som følge af den nye markedssituation. Det betyder, at investeringsbeslutninger, der hidtil har kunnet træffes i lukkede faglige og politiske miljøer med stor teknisk-økonomisk ekspertise og erfaring, nu må ud på et åbent kapitalmarked med helt andre traditioner og erfaringer. Dette skaber et behov for en mere åben kommunikation og udveksling af omfattende og komplicerede teknisk-økonomiske informationer, der i dag findes i databaser og modeller i ret snævre institutionsmiljøer hos forsyningsselskaberne, forskningsinstitutioner, myndigheder og internationale organisationer.

Rapporten er udarbejdet som en kombination af beskrivelser af rapporter, direktiver mv., analyser af udviklingen, kvantitative fremskrivinger og interviews med politiske og erhvervsmæssige beslutningstagere i Norden. Det sidste element er især anvendt i forbindelse med beskrivelsen af konsekvenserne for Norden og handlingsmulighederne for Norden som følge af den skitserede udvikling i EF og resten af Europa på de to markeder.

Problemstillingen for projektet gennemgås i *kapitel 2*. I *kapitel 3* beskrives de nu vedtagne transitdirektiver i detaljer og udviklingen på el- og gasmarkederne i de vigtigste europæiske lande og i USA gennemgås. Betydningen for de nordiske lande og mulige udviklingsten-

denser søges vurderet i *kapitel 4*. I *kapitel 5* beskrives el- og gassystemerne i de nordiske lande med hovedvægt på de kvantitative, teknisk-økonomiske forhold, og i *kapitel 6* præsenteres nogle mulige hjælpeværktøjer til at skabe overblik over dette meget komplekse system. I *kapitel 7* beskrives forventningerne til udviklingen på grundlag af interviewundersøgelsen samt offentliggjorte synspunkter og interviews med beslutningstagere i el. og gassektoren i Norden. Endelig peges der i *kapitel 8* på en række mulige konklusioner for el- og gasmarkederne i de nordiske lande.

2. Problemstilling

For seks år siden blev konceptet EF's indre marked lanceret. Det var ikke mindst den tidligere danske finansminister, Henning Christophersen, som i sin nye egenskab af EF kommissær, var en af drivkræfterne bag formuleringen af denne nye strategi.

Baggrunden for formuleringen og implementeringen af denne nye strategi var dels at EF var blevet udvidet med flere lande, dels at flere og flere områder blevet behandlet som EF-anliggender, dels at EF selv i form af især Kommissionen efterhånden var klar til at tage flere opgaver og dels, og vigtigst, at mange års forsøg på at afskaffe protektionisme imellem de enkelte EF-lande kun var delvist lykkedes.

Hensigten med den nye strategi - det indre marked - var at virkeliggøre intentionerne i Romtraktaten, nemlig at skabe en økonomisk og politisk union i Europa. Ikke mindst på det økonomiske område skulle der skabes en større integration, således at de enkelte nationale markeder i EF blev omdannet til et stort marked.

Det grundlæggende princip for dette mål blev formuleret som at etablere bevægelsesfrihed for arbejdskraft, kapital, varer og tjenesteydelser.

I 1985 barslede Kommissionen med en hvidbog om det indre marked. I denne blev baggrunden, målene og til dels midlerne for det indre marked analyseret og beskrevet. Hvidbogen lancerede en ambitiøs plan om at etablere det indre marked inden 1. januar 1993. Til den tid skulle de væsentligste direktiver med videre være på plads, således at de største forhindringer for etableringen af det indre marked enten var væk eller på vej til at blive fjernet.

Kommissionens enkelte direktorater blev herefter sat til at arbejde videre med hvorledes intentionerne i Hvidbogen kunne omsættes i praksis på hver deres fagområde.

På energiområdet fremlagde Generaldirektoratet for Energi, DG XVII, i 1988 sin hvidbog om etableringen af det indre energimarked (ref. 1). I denne var indeholdt en analyse af de væsentligste hindringer og problemer i relation til at etablere et indre marked for energi i EF, samt en beskrivelse af hvilke ændringer som eventuelt kan befordre udviklingen.

I rapporten peges på adskillige forhold i den eksisterende struktur, lovgivning og praksis som skal ændres. Ikke mindst indenfor naturgas og elektricitetsområderne konstateres der behov for ændringer. Det er først og fremmest den i de fleste lande eksisterende monopolstruktur på de to områder, som anses for at være i modstrid med konceptet om det indre energimarked. Også det forhold at mange af monopolvirksom-

hederne er statslige eller koncessionerede, giver anledning til særlig opmærksomhed. Monopolerne er med andre ord ikke "naturlige" monopoler opstået indenfor et rammerne af en økonomisk udvikling, men institutionelle monopoler, som aldrig har været i en konkurrencesituation.

Kommissionen pegede i forbindelse med el- og gassektorerne på flere forhold som burde ændres. Blandt andet og væsentligst monopolstrukturen, der dels hindrer tredjeparter i at anvende transmissionssystemerne og dels hindrer konkurrence mellem forsyningsselskaberne. Endvidere prisstrukturen og især uigennemsigteligheden i priserne overfor større forbrugere.

En af de måder Kommissionen vurderede nøjere med henblik på at øge konkurrencen i el- og gasmarkederne i EF, var et såkaldt "common carriage system" eller "open access system". Princippet om "common carriage" og "open access" er, at monopolerne ophæves og at rør- og transmissionsledningerne åbnes for tredjeparter mod at disse betaler en transmissionsafgift. I sin "rene" form - dvs. common carriage - har alle større forbrugere ret til at benytte transmissionssystemerne og transmissionsselskaberne har pligt til at stille systemerne til rådighed efter et "first come - first serve-princip", hvis der er ledig kapacitet. "Open access-princippet" er mindre drastisk, idet der ikke nødvendigvis er pligt til at betjene alle og at anvende "first come-first serve-regler". Principperne forudsætter også at import-/eksportmonopoler, oprettet ved lovgivning eller lignende, ophæves. Alle har således i princippet ret til at importere og eksportere naturgas eller elektricitet.

Inspirationen til Kommissionens beskrivelse af dette system kommer fra Nordamerika, hvor det igennem 1980'erne er blevet indført på naturgasområdet i både USA og Canada.

Kommissionens umiddelbare konklusion var at dette system skulle analyseres nøjere for at vurdere dets generelle implikationer i en europæisk sammenhæng. Ville en implementering med andre ord skabe det man var ude efter og hvilke konsekvenser ville systemet iøvrigt resultere i. Især henset til de øvrige målsætninger og vilkår der gælder for Europa og EF.

Der blev derfor iværksat en række undersøgelser, ligesom de berørte parter igennem flere kanaler fik mulighed for at tilkendegive deres synspunkter. Parallelt hermed delte Kommissionen problemstillingen op i to. Nemlig en transitdel og en egentlig "open access-del". Denne opdeling var først og fremmest en konsekvens af pres fra Ministerrådet, der ikke var overbevist om, at man endnu kunne overskue konsekvenserne af et gennemført og radikalt "common carriage-system".

Kommissionen udarbejdede herefter egentlige direktivforslag til transit af elektricitet og naturgas. Disse er nu vedtaget af ministerrådet og trådte i kraft henholdsvis den 1 juli 1991 og den 1. januar 1992.

Parallelt med denne formelle udviklingsproces i EF regi har man i England indført common carriage og i Tyskland, som i udgangspunktet ikke havde den samme lovunderstøttede monopolstruktur som i de fleste andre europæiske lande, er det reelle monopol på

naturgasområdet, som det helt dominerende gasselskab i Tyskland, Ruhrgas, har haft, ved at blive brudt i form af etableringen af en konkurrerende struktur med BASF/Wintershall og det russiske gasselskab Gazprom som initiativtagere.

Væsentlig interesse fæstner sig derfor til hvorledes disse forskellige udviklinger vil udmønte sig i praksis og hvilke konsekvenser de vil få for henholdsvis el- og naturgasmarkederne i Europa og i de randområder som støder op til EF.

Der findes imidlertid interesser som gerne så liberaliseringen yderligere styrket igennem et egentlig "common carriage system", "open access" eller tredjepartstransport. Blandt andet Kommissionen, den energiintensive industri, samt flere energivirksomheder.

Det bør også tages i betragtning, at udviklingen og/eller rammerne for udviklingen på naturgasområdet er væsentligt mere fremskredne på Europas to største gasmarkeder, nemlig England og Tyskland, end det der nu formaliseres i de to transitdirektiver.

Af størst betydning for udviklingen i Kontinentaleuropa er nok situationen i Tyskland. Udvikles der i dette marked en ny praksis for naturgashandel, -transmission, -køb med mere, er det vanskeligt at forestille sig at det ikke vil få afsmittende virkning på de øvrige EF-lande og på de lande udenfor EF som enten leverer til eller modtager naturgas fra EF. Det er også vanskeligt at forestille sig en væsentlig forskellig udvikling på naturgas- og elmarkedet. De to markeders forskellighed til trods, så er der så mange lighedspunkter mellem de to produkter og markeder, at udviklingen i det ene marked vil kunne anvendes som argument for en tilsvarende udvikling i det andet.

Meget taler således for at udviklingen på de europæiske naturgas- og elmarkeder ikke er stoppet med resultaterne af de to transitdirektiver. En yderligere liberalisering kan forventes, hvor adgangen for den enkelte virksomhed og forsyningsselskab til frit at købe naturgas eller elektricitet, eventuelt selv at importere produkterne, vil blive muliggjort.

En vurdering af den nordiske energipolitik, herunder muligheder og begrænsninger, set i lyset af udviklingen på el- og naturgasudviklingen i EF, må derfor gå videre end hvad der i dag er besluttet i EF-regi (direktiverne). Denne rapport vil derfor også omfatte en analyse af mulige udviklinger på længere sigte i Europa. Ikke mindst udviklingen i USA kan i denne forbindelse tjene som inspirationskilde, når de åbenbare forskelligheder mellem gas- og elbrancherne i USA og Europa tages i betragtning. Allerede på nuværende tidspunkt (december 1991) er det imidlertid kendt at Kommissionen (DG XVII) er i færd med at udarbejde direktivforslag om en form for tredjepartsadgang til transmissionssystemerne i EF.

Når rammerne for den fremtidige udvikling på el- og naturgasmarkederne i EF er beskrevet og analyseret, vil rapporten analysere konsekvenserne for Norden af en sådan udvikling og i forlængelse heraf vil en række handlingsmuligheder blive søgt identificeret. En væsentlig opgave har her været at vurdere udviklingstrenden i EF i relation til de overordnede ønsker for en nordisk udvikling på de to områder, som de

blandt andet er kommet til udtryk i rapporterne "Et integrert Nordisk Naturgassmarked", der blev udsendt af Nordisk Ministerråd i 1989 og "Nordel och Gemensamma Marknaden", der blev præsenteret som præliminær rapport på Nordels årsmøde i Akureyri i 1990.

Ambitionsniveauet for den kvantitative del af rapporten er alene at opstille relevante tal og herudfra pege på relevante muligheder for en konkret udnyttelse af de nye muligheder, samt for de begrænsninger og udfordringer disse måtte opstille for nordiske energifortagender. Det er ikke ambitionen indenfor denne ramme nærmere at analysere og kvantificere de forskellige muligheder, herunder at forsøge en optimering. Af hensyn til eventuelle fremtidige analyser heraf er principperne og forudsætningerne for en optimeringsmodel på dette område imidlertid beskrevet i rapporten.

Samspillet mellem de formelle og de fysiske muligheder og begrænsninger i samhandlen mellem Norden og EF, samt visse andre lande, er naturligvis af afgørende betydning for vurderingen af den nordisk energipolitik på dette område. Derfor diskuteres dette samspil i nærværende rapport. En mere kvalificeret analyse kræver imidlertid en mere præcis kvantificering af mulighederne, hvilket, som nævnt, ligger uden for disse rammer.

Et væsentlig element i besvarelsen af opgaven har været gennemførelsen af en række interviews med relevante nordiske beslutningstagere. Herigennem har det været muligt at opnå et førstehåndsindtryk af hvorledes udviklingen bedømmes blandt de direkte involverede. Besvarelserne er især anvendt i forbindelse med beskrivelsen af konsekvenserne for Norden og handlingsmulighederne for Norden som følge af den skitserede udvikling i EF og resten af Europa på de to markeder.

Rapporten er generelt udarbejdet som en kombination af beskrivelser og analyser af rapporter, direktiver mv., analyser af udviklingen, kvantitative oplysninger og interviews.

3. Udviklingen mod tredjepartsadgang i Europa og USA

3.1. EF's indre energimarked - el og naturgas

3.1.1. De første tanker

I maj 1988 fremlagde DG XVII deres første substantielle bidrag til arbejdet frem mod det indre marked i EF i form af rapporten "The Internal Energy Market" (ref. 2). Rapporten er et slags katalog over de eksisterende hindringer for etableringen af et integreret indre energimarked og indeholder en række anvisninger på tiltag der kan bidrage til at fjerne barriererne og gennemføre en større integration som ønsket af Ministerrådet.

Rådet opstillede allerede i 1986 en slags overordnet målsætning for arbejdet frem mod det indre energimarked med formuleringen:

"...greater integration, free from barriers to trade, of the internal energy market with a view to improving security of supply, reducing costs and improving economic competitiveness."

Forud for udarbejdelsen indhentede Kommissionen kommentarer fra medlemslandene energiministerier og fra omkring hundrede organisationer og virksomheder i medlemslandene.

I rapporten fra 1988 konstateres der at energimarkederne og -produkterne udgør et meget varieret billede. Ikke mindst de store nationale forskelle giver forklaringsbidrag til at harmoniseringen og integrationen af EF-landenes energimarkeder ikke er nået særligt langt. Men hertil kommer, at energi har nogle dimensioner, som mange produkter ikke har, nemlig et strategisk aspekt og et forsynings-sikkerhedsaspekt. Ved gennemførelsen af det indre energimarked, skal der tages særlig hensyn til de generelle ønsker i EF om at udligne forskellene mellem de rige og de mindre velstående lande i Fællesskabet.

Kommissionen gør derfor opmærksom på, at de særlige forhold for energiområdet nødvendiggør virkemidler udover de som er forudsat i Hvidbogen om etableringen af Det Indre Marked generelt. Virkemidler som er specifikke for energiområdet. Det konstateres også, at netop effekterne af det indre energimarked, blandt andet reducerede enhedsomkostninger, kan være et bidrag til en udligning af forskellene i velstand og levevilkår i de enkelte lande.

Arbejdet frem mod det indre energimarked er tilrettelagt ud fra fire sæt af handlinger:

1. Gennemførelse af anbefalinger i Hvidbogen fra 1985

Det drejer sig først og fremmest om at fjerne tekniske og økonomiske barrierer.

- Harmonisering af regler og tekniske normer
- Regler for offentlig licitation
- Fjernelse af fiskale barrierer (tilnærmelse af indirekte skatter)

2. Gennemførelse af EF lovgivning

Det drejer sig først og fremmest om at give større bevægelsesfrihed indenfor Fællesskabet

- Fri bevægelighed for varer
- Statslige monopoler med kommerciel karakter
- Konkurrenceregler
- Statslige subsidiering og hjælp

3. Miljøbeskyttelse

Gennemførelsen af det indre energimarked skal ske under hensyntagen til et generelt ønske om et højt beskyttelsesniveau for miljøet.

4. Specifikke energirelaterede områder

- Omkostninger, priser og tariffer
- Infrastrukturen

Alle fire handlingsparametre har naturligvis betydning, men det er især handlingsparametrene under 2. og 4., som vil ændre på de eksisterende vilkår for naturgas- og elindustrien i EF, men også i EF's randlande.

Om infrastrukturen hedder det i rapporten:

"The existence of adequate infrastructure is a sine qua non for the transfer of energy and hence a prerequisite with a view to securing flexibility, greater security of supply, and in the final analysis a more integrated Community energy market.

Fortunately, the Community already has considerable facilities in this area. There are already major European networks for electricity (UCPTE, UFPTES, SUDEL and Nordel grids), natural gas, and even crude oil and petroleum products. This is the result of international cooperation between national enterprises (mostly public ones), and the infrastructure in question has been made possible as a result of the economic and commercial viability of the operators.

However, it should be possible to go further in this area with the prospect of a more integrated Community energy market. To be realistic, however, we must bear in mind the need to reconcile two imperatives: firstly, the infrastructure operations must satisfy (and continue to satisfy) minimum economic and commercial viability criteria; secondly, these operations, in which cost is important, should be major factors presupposes that they should be encouraged).

To this end, two additional possibilities could be envisaged. Firstly, it is worth trying to use for this purpose a proportion of the structural funds, EIB and other financial instruments designed to revitalize developing regions in view of the need for greater economic and social cohesion. The recent decisions taken by the European Council undoubtedly increase the scope for action in this connection. Secondly, it should be possible to declare certain large-scale energy infrastructures as being of Community interest. They can then receive special treatment once the Council has adopted the Commissions proposals concerning large-scale infrastructure of Community interest (Docs. Com (86) 727 and Com (87) 724).

Three major types of infrastructure should be considered: reception infrastructure, storage infrastructure and transmission and distribution infrastructure. Special attention should be paid to natural gas and electricity.

The process of integration of the European gas pipeline network must be continued in order to establish a genuine common market in natural gas. This is a matter which concerns the countries which are not yet linked up to the European network, namely United Kingdom, Ireland, Spain, Portugal and Greece. The Community's natural gas industry could, for example, also set up a flexible joint body to deal with carriage and the administration of the European gas pipeline network. Access to which would be open to all transport companies in the Community.

The problem is much the same where electricity is concerned. Optimum utilization of infrastructure should be sought through further network interconnection (Ireland and Greece) or by striving towards "Europeanizing" the existing network to some extent and, where appropriate, increasing their capacity. All this would increase electricity transfers and improve the administration of such transfers, while facilitating transmission and/or transit operations.

The Commission therefore wishes to encourage all measures which would promote optimum utilization of existing energy infrastructure in the Community:

a) Where reception infrastructure is concerned, The Commission will examine the possibility of encouraging the development of port reception infrastructure for coal (coal terminals: main ports or dispersal ports) and natural gas (natural gas terminals: for deliveries in the unaltered state or as LNG).

b) Where carriage is concerned, the Commission will draw up a report on the possibility of having recourse to the "European Economic Interest Grouping" status, whereby various interested parties can participate, so as to promote the Europeanization of the existing networks, an increase in their capacity or the development of new networks.

Such developments could concern virtually all forms of energy: Solid fuels (pipeline transport of water-coal mixtures or fuel oil-coal mixtures), petroleum products (possible extension of existing networks), and electricity (widespread interconnection; development of intra-Community transfers taking into account the surplus production capacity in certain countries).

c) Where storage is concerned, The Commission will investigate the possibility of establishing a Community oil-storage capacity and for natural gas which, by virtue of its location and its size, could reduce costs and increase security.

After making appropriate contacts and on the basis of the requisite studies, the Commission will report to the Council by the end of 1989 on all these aspects of energy infrastructure in the light of the internal market."

3.1.2. Behovet

I rapporten gennemgås situationen for naturgas og elektricitet i EF generelt. Om naturgas specielt konkluderes der, at der skal skabes større gennemsigtighed i priserne og tarifferne og at skatter skal harmoniseres. Endvidere peges der på at arbejdet med at integrere gasnettene i EF skal fortsættes i takt med at markedet for naturgas øges.

Om transporten af naturgas konkluderes følgende:

"Decomartmentalization of natural gas markets: Common carriage

a) The exclusive transmission concessions must be checked to see how to facilitate the free movement of natural gas whilst maintaining a high level of security of supply and economic transmission conditions. Transmission or distribution undertakings could be allowed direct access to the resource in question.

b) The prospect of extending direct access to resources to large industrial consumers should be considered in the light of the results obtained in connection with point a).

The above two points hold out the possibility of giving third parties access to the grid as against payment of a reasonable charge (the "common carrier" system)."

Det er først og fremmest den energiintensive industri og kraftsektoren, som har udtrykt ønske om at få direkte adgang til naturgaskilderne.

På elområdet ender rapporten op med at foreslå en lang række forhold nærmere undersøgt. Det drejer sig om finansiering af kraftværksbyggeri og ledningsnet, tekniske, miljømæssige med flere krav og regler, monopolstrukturen, priser og produktionsomkostninger og infrastrukturen. Om alle disse forhold konstateres der, at der er betydelige forskelle landene imellem. En hel eller delvis fjernelse af disse forskelle er nødvendig for at etablere det indre energimarked. Det konstateres også at den handel der i dag foregår med elektricitet i Europa, ikke finder sted på frie vilkår og at elselskaberne ikke har pligt til at stille deres ledningsnet til rådighed for transport.

Behovet for en liberalisering på elområdet er primært udtrykt af den energiintensive industri, herunder automobilindustrien. Ønsket fra disse virksomheder er, at de ikke skal være bundet til den lokale distributør hvis det er muligt at købe elektriciteten billigere hos andre i enten ind- eller udlandet.

En anden vigtig baggrund for ønsket om en ændring af det eksisterende mønster på energiområdet i EF, var at EF-kommissionen og EF som helhed ikke havde nogen særlig stor indflydelse på energiområdet og næppe heller kunne forventes at få det så længe området var domineret af nationale og statslige monopoler. For at Kommissionen således kunne komme til at spille en ny rolle, var en ændring af strukturen derfor om ikke nødvendig, så dog stærkt befordrende.

Strukturelt set kan en del af ønskerne om en ændring også begrundes med at der i flere lande efterhånden var/er tale om at

systemerne er stivnet.

Monopoliseringen har historisk set været retfærdiggjort af en rationalitetsgevinst. Netop opbygningen og driften af kollektive systemer som el- og naturgassystemerne, oplevede meget store rationaliserings- og effektiviseringsfordele i takt med monopoliseringen.

Efterhånden som systemerne har opnået en stor grad af modenhed, forstået som et veludbygget system, et veludbygget og veldefineret marked, etc., er der blandt mange en opfattelse af at systemerne og de væsentligste aktører er stivnet og mangler de rette incitamenter til udvikling og fremskridt. Ved at påføre monopolforetagenderne konkurrence vurderes det, at nye incitamenter etableres og at disse kan betyde ny udvikling i disse markeder.

3.1.3. Processen

I det videre arbejde lagde Kommissionen op til en to-fase strategi, hvor første fase omfattede en åbning af rør- og ledningsnettene for transitopgaver. I praksis betød det at man fastholdt den eksisterende monopolstruktur, men gjorde det muligt for forsyningsselskaber på transmissionsniveauet, at "hente" naturgas eller elektricitet andre steder fra. F. eks. i en situation hvor køb hos andre selskaber resulterer i lavere enhedsomkostninger end hvis selskabet selv producerer strømmen (ref. 3).

I anden fase skulle ledningsnettet yderligere åbnes, således at større forbrugere kunne købe kapacitet i nettet. Denne fase vil reelt betyde en delvis opbrydning af den eksisterende monopolstruktur, idet både virksomheder og distributionsselskaber kan få strøm eller naturgas leveret fra andre end de hidtil har været tvunget til at aftage fra.

Målet for Kommissionen var således et egentlig frit marked etableret efter de retningslinier som det amerikanske common carrier system for naturgas var etableret ud fra.

Behandlingen i Ministerrådet afslørede imidlertid stor usikkerhed med hensyn til hensigtsmæssigheden af at koble de to faser sammen. Flere lande var meget skeptiske overfor at indføre et common carrier system. Kommissionen fik derfor til opgave i første omgang at arbejde videre med to direktivforslag omfattende transit. Og det blev kraftigt understreget fra Ministerrådets side, at en eventuel etablering af et transitsystem skulle ses helt isoleret fra en eventuel etablering af et common carrier system.

I 1990 fremlagde Kommissionen så to direktivforslag for transit af henholdsvis naturgas og elektricitet. De to forslag var, når der bortses fra forskelle betinget af forskellen mellem naturgas og elektricitet og de to produkters markedsmæssige og strukturelle forhold, bygget op på samme måde (ref. 4),(ref. 5).

Medens der tidligt blev tilkendegivet en vis forståelse for behovet for transit af naturgas, var modstanden mod at gennemføre liberaliseringer på elområdet større. Dette billede vendte imidlertid. I lang tid så det ud

som om naturgasdirektivet ikke ville kunne skaffe opbakning, medens eldirektivet blev vedtaget stort set uden problemer. Forsøg på at svække naturgasdirektivet i forhold til eldirektivet, blev afvist af Kommissionen. På et Ministerrådsmøde i slutningen af 1990 blev gasdirektivet dog endelig vedtaget grundlæggende i den form som Kommissionen oprindeligt havde fremsat det og stort set identisk med eldirektivet. De to direktiver fik/får virkning fra henholdsvis 1. juli 1991 og 1. januar 1992.

Kommissionen arbejder imidlertid videre med den oprindelige intention om at liberalisere el- og naturgasmarkederne. Monopolstrukturene ophæves ikke med de nye transitedirektiver. Derfor er DG XVII i færd med at udarbejde direktivforslag om egentlig tredjepartsadgang. Kommissionen har nu vedtaget en plan for udarbejdelsen af et regelsæt for Tredjepartsadgang. Det ventes, at egentlige direktivforslag kan foreligge i begyndelsen af 1992 (ref. 6).

3.2. Naturgas- og elsektorerne i EF

De europæiske naturgas- og elsektorer er generelt karakteriseret ved monopolstrukturer. Først og fremmest ved at slutforbrugerne ikke har noget leverandørvalg. Indenfor et givent geografisk forsyningsområde er der altså kun ét gasselskab eller ét elselskab som sælger naturgas og el. I praksis varetages el- og naturgasforsyningen mange steder af samme selskab. Og meget ofte af offentlige selskaber. Men private selskaber eller halvoffentlige selskaber er også med i kredsen af forsyningselskaber. Et generelt træk er, at de dels har en forsyningsret og en forsyningspligt. For elsektoren er forsyningspligten mere udtalt end for naturgassektoren, hvor forsyningspligten mere er et spørgsmål om at sikre forsyninger til allerede tilsluttede kunder end til at tilslutte nye kunder (ref. 7),(ref. 8).

Transmissionen af naturgas og elektricitet er som oftest også et monopolanliggende. I de fleste lande er det stærkt formaliseret i form af statslige monopolselskaber, som dækker hele nationens geografiske område. I visse lande, som f. eks. Frankrig og tidligere også England, er der endvidere tale om en enhedsstruktur, hvor samme selskab har monopol på både transmission og distribution og ofte også produktion, herunder tillige import og eksport.

På elområdet er produktions- og transmissionsmonopolet indenfor nationalstaten som oftest opdelt i regionale monopoler. Regionerne forsynes først og fremmest med el fra egne kraftværker. Køb og salg, som følge af over-/underkapacitet, kan ske enten med kraftværker i andre regioner eller med udenlandske kraftværker. Ofte finder der en vis form for samkøring sted, som hele tiden sikrer, at den samlede produktion finder sted med de færrest mulige omkostninger, sådan som vi kender det fra samordningen af elproduktionen i de nordiske lande. Men køb og salg sker alene mellem kraftværkerne og ikke mellem f. eks.

et distributionsselskab i en region og et kraftværk i en anden region. Det er dog en almindelig opfattelse at handelsmønstret i UCPTE-samarbejdet, der omfatter det vesteuropæiske elnet, er væsentlig mindre effektivt end Nordel-samarbejdet.

På naturgasområdet er der som oftest tale om et landsdækkende transmissionselskab, som har monopol på transmission samt im- og eksport af naturgas. I modsætning til elsektoren, hvor hvert land opbygger en produktionskapacitet meget nær det maksimale forbrug, så er produktionen af naturgas bestemt af geologisk/geografiske faktorer, hvorfor handlen med naturgas er mere udbredt end handlen med elektricitet. Import-/eksportmonopolet er derfor også af større betydning for gassektoren end for elsektoren.

En meget stor del af den naturgas der forbruges i Europa kommer fra fire lande: Sovjetunionen, Holland, Norge og Algeriet. Herudover findes der en betydelig naturgasproduktion i visse lande, herunder først og fremmest England, som er Europas tredjestørste producentland efter Sovjetunionen og Holland, Tyskland, Italien, Danmark og flere andre. Kun fire europæiske lande er nettoeksportører, nemlig Sovjetunionen, Holland, Norge og Danmark.

På elområdet er handlen meget mindre. En liberalisering vil imidlertid skabe basis for en stærk stigning i samhandlen. Dels indenfor rammerne af den nuværende fysiske infrastruktur og dels fordi en liberalisering af handelsmulighederne vil skabe nye kraftværker og transmissionsledninger der tager direkte sigte på international samhandel.

Der er dog i visse lande en betydelig forskel fra den generelle struktur på området. Det gælder først og fremmest Tyskland og nu også England.

England har i de senere år foretaget en vidtgående liberalisering af både naturgas- og elsektoren. Det tidligere British Gas og CEEGB er begge blevet privatiseret. CEEGB endog splittet op i flere selskaber med en mere decentral struktur til følge. Endvidere er de to selskabers monopolrettigheder fjernet eller blevet stærkt begrænset. I princippet er der indført common carriage på naturgasområdet og de decentrale engelske el-selskaber kan frit planlægge deres produktionssystemer og importere det fortrukne brændsel til dem. Det har allerede resulteret i en kontrakt med Norge om import af naturgas til elproduktion. Flere aftaler kan meget vel følge efter.

På gastransmissionsområdet er der ved at blive etableret konkurrerende strukturer til British Gas indenfor forsyningen af industrien og kraftværker. I 1991 ventes ca. 5% af den afsatte gas til kontraktmarkedet at gå uden om British Gas, og i 1992 ventes andelen øget til ca. 8%. Det er vurderingen i England at andelen må op på 20-25%, førend den positive diskriminering som i dag finder sted til fordel for de nye gas-selskaber kan fjernes.

Der er dog endnu ikke blevet givet helt frie tøjler. Blandt andet er der stadigvæk eksportrestriktioner på naturgasområdet. Endvidere betyder den britiske østatus, at landets energiselskaber på naturgas- og

elområdet endnu ikke er blevet påført konkurrence udefra. Modsat så er f. eks. British Gas gået på Kontinentet og har købt ejerandel i det nye portugisiske gasselskab, og en 5% andel af det østtyske Verbundnetz Gas. Isolationen fra Kontinentet er således en medvirkende årsag til at liberaliseringen og den principielle indførelse af common carriage, først nu, 5 år efter de første skridt blev taget, begynder at manifestere sig markant.

Den tyske energistruktur adskiller sig markant fra strukturen i de fleste europæiske lande ved ikke at være monopoliseret i samme grad. I praksis er der dog opstået en regional monopolisering både på naturgas- og elområdet. Især naturgasområdet er karakteriseret ved en meget dominerende part, nemlig Ruhrgas AG. Men netop fraværet af en formaliseret monopolstruktur, betyder at en konkurrerende struktur har kunnet skyde frem under de rette omstændigheder. Det er da også sket på naturgasområdet, hvor det BASF-ejede energiselskab Wintershall, nu har fremlagt planer for bygningen af to transmissionsledninger for at tage konkurrencen op med de eksisterende selskaber. Hertil kommer, at de nye gasledninger i et vist omfang er tænkt anvendt på common carrier basis, dvs. at de kan benyttes af tredjeparter til transport af naturgas. Wintershall har for at gøre konkurrencen reel endvidere indgået et samarbejde med det sovjetiske Gazprom Kontsern, som står for hovedparten af den sovjetiske naturgasproduktion (ref. 9).

Realiteten er, at der i Tyskland har udviklet sig en konkurrencepræget struktur og at dette var muligt uden ændringer i de bestående regler. Denne model fremhæves da også fra tyske selskaber, idet der henvises til at en yderligere regelstyret liberalisering ikke er nødvendigt. Det ændrer naturligvis ikke på at situationen ser anderledes ud i næsten alle andre lande indenfor EF, hvorfor regelændringer af Kommissionen vurderes at være nødvendigt her.

Det er da også baggrunden for at Kommissionen har besluttet at foretage retsforberedende skridt overfor en række lande på el- og naturgasområdet, med henblik på at landene ophæver monopolerne og liberaliserer markedet. Der er taget retsforberedende skridt overfor Danmark på både el- og naturgasområdet.

3.3. Transitdirektiverne for el og naturgas

3.3.1. Sigtet

Sigtet med direktiverne er at gøre det muligt at gennemføre transit af naturgas og elektricitet mellem transmissionsselskaber/producenter i de enkelte medlemslande eller, i de lande hvor der er flere transmissionsselskaber, transit mellem disse.

3.3.2. Hvem er omfattet

For elektricitet gælder transitreglerne for højspændingsledninger og for naturgas for transit i højtryksrørledninger. I direktiverne er der opført en liste over hvilke selskaber der er omfattet af reglerne.

Direktiverne har også relevans for selskaber uden for EF, idet f. eks. et italiensk selskab, som køber naturgas i Norge, har retten til af få gennemført transit i henhold til disse regler igennem andre EF-lande, f. eks. Belgien og Frankrig.

3.3.3. Hvordan

De involverede selskaber skal selv forestå forhandlingerne om transitten. Direktiverne indeholder nærmere regler for hvilke procedurer som skal følges. Blandt andet skal Kommissionen inden otte dage efter en anmodning om transit underrettes. Der skal være indledt forhandlinger inden en måned efter anmodningen. Kommissionen skal også inden otte dage efter en aftale er indgået underrettes. Endelig skal forhandlingerne være afsluttet inden et år efter anmodningen. Er de ikke det kan Kommissionen gå ind i en vurdering og eventuelt føre sagen til retten.

Det fastslås også, at transitvilkårene skal være ens for allé. Det gælder ikke mindst betaling for transitten. Løvrigt indeholder direktiverne intet om hvorledes tarifferne skal beregnes, men Kommissionen vil kunne gå ind i en konkret vurdering heraf.

Endelig fastslår direktiverne, at medlemslandene inden 1. juli 1991 for så vidt angår elsektoren og 1. januar 1992 for så vidt angår gassektoren, skal have bragt den nødvendige lovgivning på plads, således at transitten fra denne dato kan udføres i praksis.

3.3.4. Hvad forventes opnået

I første række forventes transitreglerne at kunne resultere i et lavere prisniveau, fordi det bliver muligt i højere grad at udnytte eksisterende systemer og fordi kunstigt opsatte skel mellem markeder nedbrydes. På naturgasområdet vil transitreglerne især få betydning for en række selskabers muligheder for at importere naturgas fra producenter, der ikke ligger op til deres hjemlands grænse. For elområdet synes fordelene først og fremmest at knytte sig til et mindre kapacitetsbehov i de enkelte lande (spidslastkapacitet) og mulighederne for at udnytte forskelle i forbrugsmønstre og -tider i de enkelte lande. Men også import af billig elektricitet fra f. eks. Norge og Sverige og eksport af elektricitet til Østeuropa vil få nye rammevilkår med de nye transitregler.

Men det er først i forbindelse med introduktionen af et egentlig TPA-system at de virkelige økonomiske fordele fremkommer. For gasområdet er de økonomiske fordele forsigtig sat til ca. 625 mill. ECU årligt når vi når frem til år 2000. Det er ca. 2% af de samlede omkostninger for

naturgasforsyningen i dette år. Kommissionen har dog ikke kvantificeret alle de fordele som kan ventes.

For elområdet har man beregnet, at en større integration af systemerne, herunder ved at der opstår et spotmarked, indenfor en 20 årig periode kunne nå på 70 mia. ECU (ca. 560 mia. DKK).

3.3.5. Markedskonsekvenser af direktiverne

Naturgas

I første række kan direktiverne resultere i et lavere prisniveau for importeret naturgas, fordi der er flere potentielle købere af naturgas. Men dette forløb vil kunne finde sted såfremt der fortsat råder et købers marked. Vender markedet til et sælgers marked kan det modsatte resultat opstå, nemlig at prisniveauet gennemsnitligt stiger.

Der kan også udvikle sig et begrænset spotmarked for naturgas, men "kun" på grossistniveau, d.v.s. transmissions- og producentselskaber imellem.

Så længe eksportlandene, Sovjetunionen, Holland, Norge og Algeriet, fastholder en meget central eksportstruktur, vil konsekvenserne af øget transit dog formentlig forblive relativt begrænsede på naturgasområdet.

Elektricitet

Freiere transmission af elektricitet vil først og fremmest give besparelser i investeringer i produktionskapacitet og brændstofbesparelser, idet udbygningen kan koordineres bedre på tværs af grænserne og idet der vil blive etableret rammer for at udnytte incitamenterne til at købe billigt el fremfor selv at producere den i spidslastværker eller at opføre ny kapacitet.

Herigennem kan der opnås omkostningsbesparelser og dermed lavere priser. Transitreglerne giver også nye mulighed for at udnytte overskydende kapacitet i grundlastværker til eksport til lande uden for EF, f. eks. de østeuropæiske lande.

Ligeledes kan mulighederne for import fra lande med billig vandkraft og/eller kernekraftkapacitet, såsom Norge og Sverige, bedre udnyttes. Det betyder også at mulighederne for at udnytte mindre miljøbelastende energikilder forbedres.

I sidste ende kan transitedirektiverne lede til opbygningen af et nyt element i handelsmønsteret, nemlig udviklingen af et spotmarked for elektricitet. Som for naturgassens vedkommende vil det dreje sig om et spotmarked for "grossister".

Sammenfattende må man nok konstatere at transitedirektiverne vil få størst betydning på elområdet, blandt andet fordi der er væsentlig flere aktører end der er på gasområdet. Dette er nemlig stærkt og dominerende karakteriseret ved ganske få udbydere (fire store eksportgrupperinger - Norge, Algeriet, Sovjetunionen og Holland - samt relativt få og mindre

nationale producenter), og af en monopoliseret importstruktur i de enkelte lande. Denne ophæves reelt kun i Vesttyskland, der ikke har et formaliseret monopolsystem, omend der reelt har været tale om en monopollignende struktur. I de øvrige lande (bortset fra England) er der enten en de facto eller de jure monopol på import, idet der kun er et transmissionsselskab.

At indflydelsen vil blive størst på elområdet står i nogen grad i kontrast til at netop gasdirektivet var det vanskeligste at skaffe opbakning om. Men baggrunden herfor skal ses i de mulige konsekvenser af næste skridt, nemlig etableringen af et egentligt common carriage system. Det vil nemlig grundlæggende ændre på betingelserne for den europæiske gasindustri.

3.4. Erfaringer fra USA - "Common Carriage" og "Open Access" for naturgas (ref. 10)

3.4.1. Historisk udvikling

Naturgassen blev i USA oprindeligt betragtet som et biprodukt ved olieproduktionen. Kunne naturgassen sælges kunne man betragte det som en ekstra fortjeneste. Det betød, at naturgassen var billig. De meget lave priser var det, der gav det økonomiske grundlag for opbygning af transmissions- og distributionssystemerne i USA, som vi kender dem i dag. De lave priser var samtidig grundlaget for en markant stigning i markedsandelene på naturgas. Naturgasandelen af det samlede energiforbrug steg fra ca. 10% i 1930 til 14% i 1945 og i 1970 var det helt oppe på 33%.

Et væsentligt led i udviklingen af den amerikanske gasindustri er eksistensen af to parallelle markeder. Allerede i 1938 blev den gas der krydser statsgrænserne - interstate gas - reguleret. Gassen der forblev indenfor statsgrænserne - intrastate gas - var derimod alene undergivet lokal lovgivning. Det betød i realiteten en meget sparsom regulering. Konsekvenserne heraf var at intrastatemarkederne bedre afspejlede markedsforholdene end den regulerede interstate-gas gjorde.

Forskellen på de to markeder var dog relativ begrænset frem til slutningen af 1960'erne. Men fra dette tidspunkt begyndte priserne på intrastatemarkedet at stige. Og denne udvikling blev yderligere trukket frem efter olieprischokket i 1973.

Resultatet af reguleringen af priserne for interstate-gas var dels at producenterne kun var interesserede i at levere gas til intra-markedet og dels, at tempoet i efterforskningen og produktionsmodningen af nye gasfelter blev sat væsentligt ned. Denne situation førte i 1970'erne til mangel på interstate-gas og i vinteren 1977/78 blev leverancerne til mange forbrugere, inkl. skoler, afbrudt.

Denne mangelsituation medførte påny konkurrence mellem transmis-

sionsselskaberne om at sikre nye forsyninger. Da prisen på interstate-gas var reguleret kunne køberen ikke sikre sig gas ved at hæve priserne. Derfor blev det take-or-pay vilkår, der blev konkurrenceparameteren. Hvor take-or-pay kontrakterne tidligere omfattede en specifik mængde og i forhold til denne en daglig eller årlig leverance, tilbød transmissionsselskaberne nu at aftage al den naturgas en given producent kunne producere.

Samtidig gav den lave reservetilvækst af naturgas de amerikanske myndigheder bekymringer. I 1978 blev Natural Gas Policy Act (NGPA) derfor vedtaget. Hensigten var at få øget naturgasproduktionen. Midlet hertil var en delvis deregulering af producentpriserne. På trods af uhyre komplicerede og bureaukratiske sæt af regler, med blandt andet 22 forskellige gaspriser afhængig af for eksempel hvor gassen produceredes, hvor den var fundet, i hvilken dybde den var fundet etc., var det en vældig håndsækning til producenterne. Og frem for alt gav det et nyt incitament til at øge efterforskningen.

Da efterspørgslen efter naturgas stadig var i stigende, fortsatte udviklingen med indgåelse af de omfattende take-or-pay kontrakter. Blot på et endnu højere prisniveau end det tidligere var set, fordi prisen igen var blevet et konkurrenceparameter. Ofte lå priserne over 5 USD/MMBTU og i visse tilfælde på 10 USD/MMBTU (det svarer til 3-4 danske kroner pr kubikmeter. Prisen skal ses i forhold til importprisen i Europa på ca. 0,50-0,60 DKK pr. kbm medio 1991).

Dereguleringen af producentpriserne medførte en ny tilvækst af reserver og et stærkt forøget udbud af naturgas. Og langsomt udviklede der sig et spotmarked for naturgas, hvor først og fremmest transmissionsselskaberne supplerede deres kontraktlige leverancer med - i forhold til kontrakterne - relativt dyr naturgas. De højere producentpriser førte efterhånden også til forhøjede forbrugerpriser, idet producentpriserne og investeringerne i transmissions- og distributionssystemerne næsten fuldt ud blev lagt oven i forbrugerpriserne. Konsekvenserne heraf var en stærkt faldende efterspørgsel efter naturgas. Kædet sammen med det stigende udbud og det samtidige fald i oliepriserne, blev grundlaget for et stort spotmarked hermed etableret.

Transporten af spotgas foregik i begyndelsen på kommercielle vilkår og der var intet lovmæssigt krav til transmissionsselskaberne om at transportere gas for tredjeparter. Markedskræfterne spillede imidlertid igen med musklerne. På grund af det store udbud og en relativ begrænset efterspørgsel som følge af de høje priser, reduceredes spotgaspriserne efterhånden og kom til at ligge under kontraktpriserne. Det er denne situation vi idag kender fra USA.

Situationen, som den så ud dengang, var ikke holdbar på længere sigt. På den ene side havde man et kontraktligt netværk fra producent til forbruger med relativt dyr gas og på den anden side havde man masser af billig gas i et frit marked. Dette udløste næste deregulerings-skridt.

De såkaldte minimum bill aftaler blev af lovgivningsvejen opløst. Minimum bill aftalerne, der sikrede transmissionsselskaberne afsætning

til distributionsselskaberne for en vis mængde gas, var en hindring for at distributionsselskaberne kunne købe den billige spotgas og dermed sænke prisniveauet til forbrugerne.

Der var imidlertid ingen parallelitet i reguleringen. Transmissionsselskabernes take-or-pay forpligtelser overfor producenter blev ikke ændret. Også transmissionsselskabernes forsyningsforpligtelse til distributionsselskaberne forblev uændret. Selv om et distributionsselskab ikke aftog gas ifølge minimum bill kontrakten, havde transmissionsselskabet alligevel pligt til at forsyne området med meget kort varsel hvis distributionsselskabet havde behov derfor. D.v.s. at transmissionsselskaberne skulle sikre sig gas til markeder, som næppe ville aftage det. Og faktisk sad transmissionsselskaberne tilbage med deres take-or-pay kontrakter som de ikke havde marked for. Transmissionsselskaberne reagerede naturligt ved at nægte at transportere gassen mellem producenter og distributionsselskaberne.

Dette medførte nye reguleringsskridt. Via lovgivningen blev transmissionsselskabernes rørledninger åbnet for tredjepartstransporter til omkostningsbestemte priser.

Selvom det i princippet er en frivillig sag for et transmissionsselskab om det ønsker at være common carrier, stilles transmissionsselskabet imidlertid i praksis overfor valget om at stille sig til rådighed som common carrier- dvs transport på non-exklusiv basis eller alene at transportere egen gas. Der findes ingen mellem vej med eventuel transport af tredjepartsgas på eksklusiv basis i periode hvor man ikke selv kan udnytte kapaciteten fuldt ud.

3.4.2. Det amerikanske gasmarked i dag

Det amerikanske gasmarked er idag karakteriseret ved:

- Et stort udbud af gas (the gas bubble)
- Lave priser
- Et stort spotgasmarked
- En ny rollefordeling mellem markedsdeltagerne
- Nye markedsdeltagere, såkaldte "brokers" og "traders"
- En meget stærk konkurrencesituation

Før den såkaldte deregulering blev indledt i 1978, var rollefordelingen mellem producenter, transmissionsselskaber og distributionsselskaber på mange måder den samme, som den der i dag eksisterer i Vesteuropa, men dog med en væsentlig stærkere regulering og reguleringstradition.

Som det er fremgået, har de afgørende elementer i dereguleringen været:

- Ophævelse af loftet over producentpriser
- Ophævelse af distributionsselskabernes minimum bill forpligtelser over for transmissionsselskaberne

- Opfordring til transmissionsselskaberne om at åbne deres rørledninger for tredjepartstransporter på non-eksklusiv basis og til omkostningsbestemte priser, det såkaldte "common carrier"-princip.

Organisation og markedsdeltagere

I dag har transmissionsselskaberne således valget mellem enten at blive "common carriers" eller at bevare deres traditionelle status som mellemhandlere. Da der er et stort overskud af gas, og da mange områder i USA forsynes af flere rørledninger, og da transmissionsselskaberne har overskudskapacitet i rørene, har langt de fleste transmissionsselskaber følt sig tvunget til at gå ind i konkurrencen om transportmarkedet og har - på trods af de problemer dette på anden måde giver - erklæret sig som "common carriers".

Udviklingen har bragt nye markedsdeltagere ind i billedet, de såkaldte "brokers" og "traders", der på vegne af storforbrugerne og mindre distributionsselskaber m.v. forestår køb af gas hos producenterne og træffer aftale med transmissionsselskaberne om transport.

"The brokers" er både de tidligere handelsafdelinger i transmissionsselskaberne, der er udskilt i selvstændige firmaer, og andre og helt nye markedsdeltagere. Disse har sædvanligvis ingen kapitalmæssig baggrund. De fastholdes på forsyningsforpligtelser og lignende, og har ikke altid disponeret så ansvarsfuldt som transmissionsselskaberne tidligere gjorde. Dette problem har allerede givet store problemer for nogle selskaber.

Take-or-pay

Selv i dag sidder en del transmissionsselskaber med uløste problemer. Det væsentligste er, at de sidder tilbage med "take-or-pay"-forpligtelser over for producenterne samtidig med, at deres traditionelle markeder oversvømmes med billig spotgas som følge af den ensidige ophævelse af distributionsselskabernes minimum bill forpligtelse.

Problemet med take-or-pay-forpligtelserne blev i nogle tilfælde løst gennem "forhandlinger" med producenterne, med henblik på en nedsættelse af take-or-pay-forpligtelsen og/eller en reduktion af priserne mod betaling af engangsbeløb som kompensation. Alternativet til en "forhandlingsløsning" er udsigten til årelange retssager. Denne udsigt har befordret viljen til et kompromis og har også ofte været nødvendigt for at opretholde et cash-flow.

Prisdannelsen

Indførelsen af common carriage-princippet og ophævelsen af det hidtil gældende loft over producentprisen var forudsætningen for den stærke vækst af spotmarkedet i USA.

I perioden umiddelbart efter liberaliseringsprocessen blev indledt, steg spotprisen og blev dyrere end prisen for den gas, der blev handlet

på kontrakter.

De højere priser førte imidlertid hurtigt til et stærkt stigende udbud, der på grund af recessionen med både faldende oliepriser og efterspørgsel efter energi, har akkumuleret sig til et stort overskud af naturgas, den såkaldte "gas bubble". Det har igen tvunget prisen ned. I oktober 1987 noteredes således en spotgaspris på, hvad der svarer til 0,35 DKK pr. kbm (ab produktionssted). Naturgasprisen lå dermed under fuelolieprisen.

Gasprisen i USA har i dag reelt løst sin hidtil stærke binding til olieprisen. Den amerikanske naturgaspris fastsættes i stigende grad under indtryk af efterspørgsels-/udbudsforholdene for naturgas, snarere end ud fra prisen på konkurrerende produkter. Der er altså tale om en reel "gas-to-gas competition", sådan som det også er hensigten at få etableret i EF.

Gasbollen der for 3-4 år siden vurderedes at ville forsvinde gradvist over de kommende 2-4 år, er der imidlertid stadig. Og spotmarkedet vurderes at være kommet for at blive omend det er blevet mindre end da det var på sit højeste.

Tabere og vindere

Den omtalte udvikling har også medført en omfordeling af det økonomiske udbytte.

Faldet i gaspriserne manifesterede sig først og fremmest i at producenterne fortjeneste gik væsentligt ned, og at efterforskningsaktiviteterne blev reduceret betydeligt. Dertil kom, at priserne til distributionsselskaberne og store enkeltkunder blev betydeligt lavere. Mellemstore og mindre kunder mærkede ikke i samme omfang prisfaldet.

Transmissionsselskabernes fortjeneste blev også reduceret. Først og fremmest fordi den transporterede mængde blev reduceret.

Dem der indtil videre har haft gavn af udviklingen er distributionselskaberne og de større kunder. De store virksomheder, som via common carriage har haft mulighed for at købe direkte fra producenterne, har også fået reduceret deres energiudgifter.

Finansiering af transmissionsledningerne

Finansieringen af nye transmissionsledninger blev også vanskeligere som følge af den nye kontraktstruktur. Den manglende sikkerhed som følge af det mere konkurrencebetonede marked, betød at kravene til egenfinansiering var højere end det tidligere havde været praksis. Finansieringsaspektet er dog - på grund af de stort set veludbyggede amerikanske gasnet med overkapacitet de fleste steder - af mindre betydning for øjeblikket, selvom enkelte selskaber/områder kan komme til at stå overfor alvorlige finansieringsproblemer. I den seneste tid er interessen for at bygge nye rørledninger imidlertid igen steget markant.

Resultaterne

Selvom processen frem mod et mere konkurrencepræget naturgasmarked i USA har været problematisk for mange virksomheder og direkte katastrofalt for nogle, så synes der at have udviklet sig en ny struktur som i mangt og meget lever op til intentionerne, og der spores en betydelig tilfredshed blandt aktørerne med den nye situation. Mange af de store problemer som opstod i kølvandet på den amerikanske "deregulering" er faktisk blevet løst uden at hele strukturen faldt fra hinanden. En væsentlig forklaring på at det ikke er gået som visse havde forestillet sig, er, at der hele tiden har været naturgas nok. Der har på intet tidspunkt været tale om at omvæltningerne truede forsyningen med naturgas. Midlertidig har det set ud som om det nye system ville resultere i en nedgang i de amerikanske gasreserver. Tilvæksten i reserveerne blev da også reduceret, men er igen for opadgående. Endvidere er det stop i investeringerne i transmissionsledninger, som fulgte i kølvandet på reguleringen, igen blev afløst af investeringsinteresse. Og alt dette er sket i et marked præget af store mængder overskudsgas.

Det er også værd at bemærke, at den nye situation har efterladt et meget mere differentieret marked end der tidligere var tale om. Ikke mindst på kontraktområdet ser man forskellige typer i anvendelse på samme tidspunkt. Der indgås såvel langvarige take-or-pay-kontrakter som kortvarige kontrakter, ligesom betydelige mængder naturgas skifter ejer på spotmarkedet. Endvidere er der opstået et futures marked for naturgas, som en væsentlig ny prisfastsættende mekanisme.

3.5. Autonom udvikling i EF og Europa

Læren fra USA synes for det første at være at en liberaliseringsproces er gennemførlig og, for det andet, at de meget store, og i nogles øjne, uheldige konsekvenser, som var forudset, ikke fik de kaotiske virkninger som profeteret.

For det tredje synes læren at være, at forskellene trods alt er så store mellem USA og Europa, at den amerikanske proces ikke kan udgøre en direkte model for Europa og EF. Alene det forhold at det amerikanske marked er langt mere opsplittet end det europæiske, med mange flere aktører, og det forhold, at den amerikanske proces er foregået indenfor én nation, medens den europæiske proces vil komme til at skulle foregå i 20-30 nationer, hvoraf kun 12 lande indtil nu er samlet i EF, taler for at udviklingsmodellen må være forskellig fra den amerikanske.

Det er imidlertid ikke til at se bort fra, at mange signaler og udviklingstræk i EF-landene og i EF-kommissionen, tyder på at udviklingen mod et indre energimarked indenfor energisektoren ikke stopper med vedtagelsen af transitdirektiverne. Liberaliseringen af de rør- og ledningsbundne energiformer, naturgas og elektricitet, vil gå

videre og en form for tredjepartsadgang, synes uafvendelig. Dette synes også at være vurderingen blandt ledende nordiske aktører på energiområdet, jfr. med afsnittet om interviewundersøgelsen.

I dag må det derfor være denne udviklingsbane, der må anses for det mest realistiske bud på hvordan virkeligheden vil komme til at se ud om 5-10 år. Eller måske endog endnu før.

3.6. "Third Party Access" i Europa

I rapporten fra EF-Kommissionen om det indre energimarked, blev der i vurderingerne af de fremtidige muligheder for især naturgas- og elmarkederne, henvist til de amerikanske erfaringer med "common carriage" eller "third party access". På baggrund af de meget forskellige rammer for især gasindustrien i USA og i Europa, blev spørgsmålet om et europæisk common carriage-system gjort til genstand for nærmere undersøgelser og høringer. Blandt andet fik konsulentfirmaet Cooper & Lybrand til opgave at analysere mulighederne. Senere har Kommissionen haft nedsat udvalg med deltagelse af myndigheder og udvalg med deltagelse fra henholdsvis naturgas- og elindustrien (ref. 11).

Konklusionerne fra alle disse undersøgelser og høringer er ikke entydige. Men en generel opfattelse synes at være, at et system med tredjepartsadgang til gas- og eltransmissionssystemerne vil kræve betydelige ændringer i strukturerne for den europæiske gas- og elforsyning.

De berørte industrier er klart imod indførelse af tredjepartsadgang. De henviser, som nævnt, til problemerne med at finansiere de investeringstunge produktions- og transmissionsanlæg. Endvidere peger de på at der allerede findes en betydelig konkurrence mellem de forskellige energiprodukter, naturgas, olieprodukter, kul og elektricitet. Skal konkurrenceelementet forøges peges der på andre måder at gøre det på. Især tyske selskaber har henvist til situationen i Tyskland, hvor et konkurrerende gasselskab har taget konkurrence op mod de etablerede ved at bygge egne rørledninger.

Synspunkterne fra EF-landenes regeringer er meget forskellige og præget af de forskellige forhold som råder i de enkelte lande. Hertil kommer at de store gas- og elselskaber i visse lande har stor indflydelse på landenes fagministerier. Det betyder at disse landes synspunkter i høj grad ligger på linie med industriens argumenter. De mest udtalte modstanderlande er Tyskland og Holland. På den anden side findes f. eks. Portugal og England, som indtager den mest positive holdning til TPA. De fleste andre lande udgør en midtergruppe, som nok overvejende er skeptisk, men som i visse henseender har sympatiske holdninger til dele af TPA konceptet. Blandt andet er der flere lande, som ud fra deres konkrete situation ser fordele i TPA på elområdet, men ikke på gasområdet eller omvendt. Dette forhold er så afgørende for

deres synspunkter på TPA på de to områder.

Ser man alene på holdningerne blandt "fagministerierne" i de enkelte lande, er der ud fra en samlet vurdering, næppe opbakning på nuværende tidspunkt til at gennemføre en yderligere liberalisering af el- og naturgasmarkederne i form af indførelse af radikale TPA-lignende ordninger.

Men problemstillingen med fri bevægelighed for kapital, varer, tjenesteydelser og arbejdskraft, altså den grundlæggende idé bag det indre marked, skal naturligvis ses i en meget bredere sammenhæng. Og selvom energiområdet ikke er ubetydeligt i det samlede billede, så tillægges særstandpunkterne på energiområdet, næppe så stor vægt, at de kan bringe det principielle mål i fare. Kendsgerningerne er jo, at alle fagområder har deres særlige forhold og karakteristika, som de gerne vil have tilgodeset i form af særregler og undtagelser. En for vidtstrakt indrømmelse af sådanne særstandpunkter, kan udvande selve principperne bag det indre marked.

Derfor må TPA-tankerne ses i dette bredere lys. Denne dynamik er da også en af de drivende kræfter bag arbejdet i Generaldirektoratet for Energi, DG XVII. Her arbejdes der videre med planerne om at fremlægge et direktivforslag om TPA for naturgas og elektricitet.

Kommissionen har nu valgt at dele processen frem mod det indre marked op i tre faser. Første fase er gennemført. Det drejer sig om transitdirektiverne for el og gas samt om direktiverne for prisgennemsigthed. Anden fase er den man nu er i færd med. Hensigten er at gennemføre rammerne for en "begrænset" TPA på naturgas- og elområderne. I den tredje fase som løber fra 1993 og frem til 1996 skal de sidste ting falde på plads, herunder først og fremmest en ajourføring eller tilpasning af TPA.

Indholdet i det nye direktiv, som forventes fremsat inden udgangen af 1991, bliver:

- ophævelse af produktionsmonopolerne på elområdet
- indførelse af et ikke-diskriminerende koncessionssystem for bygning af ledninger
- indførelse af en begrænset TPA for større industrielle forbrugere af naturgas og elektricitet samt for distributionsselskaber
- ophævelse af distributionsselskabernes monopolrettigheder i et omfang nødvendigt for at gennemføre den begrænsede TPA
- opdeling (unbundling) eller divisionering af vertikalt integrerede selskaber i produktions-, transmissions og distributionsdivisioner.

Baggrunden for fler-fase indførelsen af TPA er, at man ønsker at de berørte industrier får mulighed for en gradvis tilpasning til ændringerne, blandt andet som følge af de store investeringer som der er tale om i begge brancher. Endvidere tilrettelægges processen således, at der gives relativ stor valgfrihed for de enkelte lande til at udarbejde regler, der passer ind i den nationale situation. Medlemslandene har også valgfrihed for så vidt angår selve reguleringsformen, f. eks. ved at

udarbejde et egentlig lovsæt eller ved at henvise til almindelige konkurrencelove eller anti-monopollove etc.

Medens produktionen af naturgas, dvs både efterforskning og produktion, er i en konkurrencesituation i form af udbudsrunder etc, så er produktionen af elektricitet i mange lande monopoliseret. Denne monopolisering skal ophæves, således at ingen bestemte selskaber har en fortrinsstilling når produktionskapaciteten skal udvides.

Også monopolsituationen for så vidt angår bygning og drift af el- og naturgasledninger skal ophæves. Det vil stadigvæk være muligt for de nationale myndigheder at hindre bygningen af nye ledninger ud fra en række relevante hensyn, herunder miljø, sikkerhed eksisterende kapacitet etc. Men bygningen af nye ledninger for el og naturgas, skal udbydes under et åbent koncessionssystem, hvor alle interesserede i princippet har mulighed for at få ordren og bygge og drive ledningen.

De enkelte lande skal indføre en reel tredjepartsadgang, men i første omfang bliver der tale om en nøje defineret og begrænset form for TPA. TPA-muligheden vil blive udformet således, at de omfattede virksomheder får adgang til både transmissions- og distributionsselskabernes ledninger, og således, at distributionsselskaberne får adgang til transmissionselskabernes og eventuelt andre distributionsselskabers ledningsnet. Transmissionsmuligheden skal modsvares af en "rimelig" betaling.

For så vidt angår de der vil få ret til at anvende gasledningerne, nævnes gødningsindustrien og elproducenter som eksempel og for så vidt angår elledningerne, nævnes aluminiumsindustrien, stålindustrien, den kemiske industri og glasindustrien som eksempler.

De udvalgte industrier vil få adgang til en delvis udnyttelse af TPA-muligheden i første fase. Der vil med andre ord blive defineret nogle tærskler for de enkelte industrier/virksomheder. Efterspørgsel ud over disse tærskler vil kunne søges dækket via TPA-mulighederne. Denne samme mulighed kan tænkes anvendt overfor distributionsselskaberne, men en anden mulighed som overvejes overfor disse er at fastsætte deres TPA-muligheder som en procentdel af deres salg.

Disse begrænsninger tjener først og fremmest til at få en kontrolleret start på TPA i EF og til at undgå at det nuværende system bryder sammen. Blandt andet vil en indførelse af en begrænset adgang til at benytte transportsystemerne næppe give voldsomme take-or-pay-problemer, som dem man oplevede ved dereguleringen af den amerikanske gasindustri i 1980'erne. Endvidere yder den begrænsede TPA en vis beskyttelse mod de tekniske og styringsmæssige problemer der uvilkårligt vil opstå som følge af et mere åbent system.

Første fase af TPA-introduktionen, dvs. det der nu indledes og som kaldes fase to af processen mod det indre energimarked, betyder imidlertid fortsat stor mulighed for nationalstaterne til at regulere gas- og elområderne. For det første bevarer staterne retten til at regulere el- og gastarifferne for dem der ikke har mulighed for at udnytte TPA-mulighederne. Ligeledes opretholdes mulighederne for at give distributionsselskaberne monopol på salg til de kunder indenfor et givent

område, som ikke har mulighed for at udnytte TPA. Endvidere kan der fortsat pålægges distributionsselskaberne at udføre offentlig service. Planen siger ikke noget direkte om mulighederne for at tage særlige nationale hensyn, f. eks. med begrundelse i store nye investeringer i transmissionsnet etc. Men netop de relativt store muligheder som nationalstaterne har for at detailtilrettelægge TPA, kan tænkes at skulle tilgodese sådanne forhold.

I planen er der heller ikke eksplicit sagt noget om forsyningspligten. Men det må antages at den bortfalder for de selskaber eller de mængder, som nu kan handles under TPA-reglerne. Det vil sige at transmissions- og distributionsselskaberne ikke længere vil have pligt til at skulle forsyne de virksomheder, som udnytter TPA til enhver tid. Det betyder, at de virksomheder som vil spille med i det nye marked må have alternative energiforsyningsmuligheder. Det gælder i hvert fald i begyndelsen, hvor markedet endnu ikke er udviklet og hvor der kan opstå problemer med at skaffe sig "fri" gas eller kraft med kort varsel.

Det fremgår heller ikke hvad der skal være indeholdt i den tredje fase af TPA, som skal aftales nu, men først træde i kraft i 1996. Det må antages, at hensigten er at udvide TPA-mulighederne ved at fjerne eller lempe de begrænsninger, der er karakteristisk for fase to af processen mod det indre marked.

Udspillet fra Kommissionen er formentlig meget godt udtryk for hvad der i dag anses for muligt at få gennemført, samtidig med at man holder processen i gang. En ubegrænset form for TPA er der ganske simpelt ikke mulighed for at få tilslutning til hos de tolv lande. Den form for TPA, som der nu er lagt op til, kan i virkeligheden tolkes meget forskellig at de enkelte lande.

Kommissionens mål er formentlig, at markedsdynamikken vil vise sig så stor, at der i praksis vil opstå en større konkurrence. Og der er stærke interesser som vil få fordele af liberaliseringen, som ydermere har både økonomi og ekspertise til at udnytte de nye muligheder. På lidt længere sigt vil nye selskaber ligeledes specialisere sig i at hjælpe de virksomheder som ikke selv har kapacitet til at udnytte mulighederne. Vi tænker her på mæglere og mellemhandlere etc. Endelig har Kommissionen den tredje fase i baghånden. Selvom det kan blive vanskeligt at få en blankocheck udskrevet allerede nu fra EF-landene, så ligger det i kortene, at tredje fase vil betyde en lempelse af de nuværende begrænsninger i TPA.

Dette signal kombineret med de nye muligheder for TPA og kombineret med markedskræfterne, giver efter vores opfattelse grund til at forvente, at der i toppen af de eksisterende naturgas- og elmarkeder, udvikler sig nye konkurrenceprægede markedsrelationer. I de kommende år måske i begrænset omfang, men på lidt længere sigt i et sådant omfang, at det får stor markedsræssig og organisatorisk betydning for de to sektorer. Også priserne på el og naturgas vil blive påvirket.

Bedømt ud fra status medio 1991, taler meget for at EF pr 1. januar 1993 vil have etableret en meget vigtig forudsætning for realiseringen

af det indre energimarked, nemlig en form for tredjepartstransport på elektricitets- og naturgasområderne.

3.7. Nordisk energistruktur må tilpasses udviklingen i EF

Denne udvikling må også lægges til grund når de nordiske rør- og ledningsbundne energiområder vurderes.

Især på elområdet har det nordiske samarbejde jo i høj grad været karakteriseret ved Nordel-samarbejdet, der i praksis har været en måde at formalisere en fælles udnyttelse af forskellene i produktionsstrukturen i de nordiske landes elsystemer. Mulighederne for at drage nytte af de naturlige forskelle i især vandkraftbaseret elproduktion i Norge og Sverige og termiske kraftværker i Danmark og Finland, er således blevet noget nær optimalt udnyttet indenfor Nordel-samarbejdet.

Principperne for denne udnyttelse, som Nordel er udtryk for, kan imidlertid kun udmøntes i praksis i en monopolsituation og i en situation, hvor Nordelområdet stort set har været at betragte som en "black box", med beskyttende rammer omkring og kun en begrænset og i høj grad kontrolleret forbindelse med omgivelserne udenfor denne black box.

Disse forudsætninger falder nu imidlertid bort. Dels igennem udviklingen i EF, der jo skaber andre rammebetingelser i det meste af det øvrige Europa og direkte også i Danmark og fra 1995 formentlig også i Sverige, og dels igennem liberaliseringerne der udmøntes i de nordiske lande. Især Norge og Sverige markerer sig med omfattende og gennemgribende ændringer af deres kraftsektorer.

Nordiske energisamarbejde må derfor baserer sig på andre forudsætninger og rammebetingelser. Og i dag synes præmisserne for de rør- og ledningsbundne energiformer at blive opstillet i Bruxelles.

4. Fra lokal forsyning til international handelsvare

4.1. Situationen i Norden i dag

Markeds- og organisationssituationen for el og naturgas i de nordiske lande er forskellig landene imellem. Ligesom der også er betydelige forskelle mellem elektricitet og naturgas indenfor de enkelte lande.

I de seneste år er der endvidere igangsat en radikal forandringsproces på elområdet i Norge og Sverige. De norske og svenske elmarkeder er således allerede i en proces mod en langt større grad af konkurrence.

4.1.1. Elsektoren

Norge

Da Norge i 1990 vedtog en nye energilov, blev grundlaget for en radikal omstrukturering af den norsk kraftsektor skabt. Siden er det gået slag i slag med analyser, vedtagelser og forslag. Senest med forslag om at splitte statsforetaget, Statkraft, op i to statsaktieselskaber (ref. 12), (ref. 13).

Den grundlæggende forskel fra det gamle system er, at elskabernes monopolrettigheder er blevet ophævet. Det gælder både for kraftproducenterne og for distributionsselskaberne. Samtidig er der indført tredjepartsadgang for de større aktører på det norske kraftmarked, producenter, distributionsselskaber og større energikrævende virksomheder. Konsekvenserne heraf er, at det enkelte distributionsselskab eller den enkelte virksomhed, nu selv kan bestemme fra hvem og hvorfra de vil købe kraften. De er med andre ord ikke længere bundet til en bestemt producent. Ejerne af transmissionsnettene er endvidere forpligtet til at stille overskydende transmissionskapacitet til rådighed for sådanne transportopgaver.

På sigt er det tanken at der opbygges en egentlig kraftbørs i Norge, hvor det bliver muligt at købe kraft på korte og lange kontrakter alt efter behov.

Statkraft bliver omorganiseret fra et statsligt forvaltningsforetagende til to statsaktieselskaber. Statkraft disponerer over ca 1/3 af den norske kraftproduktionskapacitet og 80% af hovednettet eller centralnettet, som det benævnes i Norge. Det er netop den nye energilovs intentioner om at dele kraftmarkedet op i hvad der opfattes som konkurrenceområder

og samfundsmæssige monopolopgaver. Til det sidste henregnes centralnettet. Medens selve markedsdelen, dvs produktion og salg af kraft, henregnes til de naturlige konkurrenceområder.

Denne opfattelse er da også baggrunden for opdelingen af det nuværende Statkraft i Statkraft SF, som vil komme til at eje produktionsanlæggene og Statnett SF, som vil komme til at eje ledningsnettet og forestå videreudbygning og driften af centralnettet. Statnett SF vil blive nøje kontrolleret og hensigten er at prisen for selskabets tjenesteydelser skal være omkostningsbestemte med en rimelig forrentning af den investerede kapital.

Disse elementer til en ny struktur er, når de er gennemførte, væsentlige skridt i retning af et meget mere markedsbestemt kraftmarked. De betyder også at Norge vil stå godt rustet på kraftsiden i fremtidens europæiske indre energimarked. Faktisk er mange af de elementer som nu indføres i den norske kraftsektor, på ønskelisten hos EF-Kommissionen for EF's kraftmarked.

Der er imidlertid stadig sider ved den norske kraftsektor og den fremtidige struktur, som vil give problemer ved tilpasningen. For det første ønsker den norske regering fortsat at opretholde en statslig bestemt prisstruktur og niveau for elpriserne til den kraftkrævende industri. Den fortsatte tætte statslige kontrol på dette område, lugter kraftig af statssubsidiering.

For det andet er det indtil videre ikke tanken at frigive eksporten og importen. Den skal fortsat forestås af en central enhed, formentlig Statkraft SF eventuelt i samarbejde med det nye Samkjøringen. De enkelte kraftproducenter er altså ikke fritstillet med hensyn til at indgå kontrakter -eksport eller import - med udenlandske partner. Det skyldes i høj grad at filosofien bag den norske kraftsektor stadig er baseret på national selvforsyning og en slags samfundsmæssig optimering af vandkraften.

For det tredje, og i forlængelse af det sidste punkt, så er det ikke umiddelbart tanken at liberalisere tilladelsessystemet for opførelsen af kraftværker, f. eks. ved at give tilladelse til opførelse af gaskraftværker med markeds-mæssig basis i eksportaftaler.

Der er altså endnu sider ved omorganisering i Norge, som ikke helt afspejler udviklingstendenserne i EF, medens andre elementer går videre end de retningslinier der arbejdes efter for EF i de kommende år. Det er imidlertid vanskeligt at forestille sig at Norge kan opretholde eksport-/importmonopoliseringen intakt hvis den nye EF-EFTA-aftale godkendes endeligt, endsige hvis Norge vælger at gå med i EF. De sidste hindringer kan tænkes fjernet i takt med at den europæiske energisektor åbnes og internationaliseres.

Sverige

To nye udredninger om det fremtidige svenske energimarked har netop set dagens lys. I den ene udredning overvejes hvorledes organisationen af den statslige del af elforsyningen skal se ud i overgangsperioden som

finder sted i 1992. I den anden overvejes den langsigtede fremtidige struktur for det svenske elmarked (ref. 14),(ref. 15),(ref. 16).

Den ene udredning, som har været udført af Jan Magnusson, anbefalede, at det svenske stamnet udskilles i et særskilt statsligt selskab i perioden 1. januar 1992, hvor det statslige kraftselskab Vattenfall overgår til aktieselskabsformen, til 1. januar 1993, hvor en permanent organisationsform skal være på plads.

Magnusson udredning peger på fire typer af netselskab. Fra det mindste, som kun er en ren administrativ enhed bestående af 5-10 personer og med Vattenfall som den reelle driftsorganisation, til en komplet driftsorganisation med ca 400 ansatte. Han anbefalede en mellemform med ca 100 ansatte og en egentlig driftsorganisation i det nye selskab.

Regeringen har nu besluttet at følge Magnussons generelle retningslinier og har netop oprettet et nyt statsligt selskab (statsligt affärsverk), kaldet Svenska Kraftnät. Selskabet skal i princippet varetage driften af det svenske storkraftnet indtil den anden udredning om det fremtidige svenske elmarked er omsat til egentlige retningslinier. Meget tyder imidlertid på at selskabet også i fremtiden vil fortsætte som et statsligt selskab, idet den anden udredning også foreslår dette. Modstanden mod at det centrale net drives af et statsligt foretagende kommer fra kraftproducenterne, herunder også Vattenfall, hvorfra nettet nu udskilles.

Den anden udredning kommer fra det nydannede NUTEK, Närings- og Teknikutvecklingsverket. NUTEK's udredning eller forslag gælder den "permanente" organisation for det svenske elnet og -marked, det vil sige fra 1. januar 1993.

NUTEK vurderer, at der er to væsentlige grunde til at elforbrugeren fremover skal have et frit valg med hensyn til leverandører. For det første vil den øgede konkurrence føre til en større effektivisering og lavere priser. Dette mindsker blandt andet behovet for statslig og kommunal detailregulering. For det andet skabes der nye forudsætninger for at der kan etableres nye kontraktformer, som i højere grad tilgodeser kundernes behov end det er tilfældet i dag. Den øgede konkurrence vurderes bedst at kunne opnås i produktionsledet og i salgsledet.

Derimod vurderes transmissionsledet at være et naturligt monopol, hvor det, på grund af de meget store investeringer, der er nødvendige for at en ny aktør kan komme ind på markedet, og som følge af at der allerede findes brugbare net, vil være meget vanskeligt at etablere en effektiv konkurrence. Men på den anden side er det nødvendigt med en åbning af transmissionsnettene, og også de øvrige net, for at skabe øget konkurrence i de andre led. Derfor skal der skabes regler, som muliggør en fri transit af elektricitet i nettene. Det betyder blandt andet at der skal etableres åbne og enkle tariffer, som er baseret på omkostninger og som er lige for alle.

Basis i det nye marked er de lokale net og distributionsselskaberne.

De lokale net skal være åbne for alle og ejerne skal drive disse adskilt fra andre aktiviteter som ejerne måtte være involveret i, f. eks. salg af elektricitet. Netejeren skal have en netkoncession. Alle skal have ret til at slutte sig til nettet. Og netejeren er pligtig til at slutte brugerne til. Distributøren i et område skal endvidere have en salgskoncession, som medfører leverancepligt for indehaveren. I praksis betyder ændringen, at et distributionsselskab nu typisk skal have to koncessioner, nemlig en netkoncession og en salgskoncession, mod tidligere kun én, nemlig en områdekoncession.

Forsyningsforpligtelsen ophæves når først kunden én gang har forladt indehaverne af salgskoncessionen, altså når kunden først gang udnytter de nye muligheder. Og kunden kan ikke igen opnå forsyningsretten. Er man én gang gået ind på det nye marked er man i princippet bundet til det.

Også de regionale net, som forbinder stamnettet med distributionsområderne og som i dag ejes af kraftselskaberne, skal åbnes for TPA. I praksis skal de samme regler for transport igennem de regionale net som for de lokale net gælde.

Endelig foreslås stamnettet udskilt i et særligt statsligt selskab (som nu er sket). Stamnettet skal omfatte det nuværende stamnet, det såkaldte Norbottennet samt udlandsforbindelserne. Selskabet som driver stamnettet, skal være økonomisk selv bærende, men altså ikke et direkte overskudsgivende foretagende.

Vedtages reformen af det svenske elmarked efter de retningslinier, som NUTEK har skitseret, går Sverige et meget konkurrencepræget elmarked i møde. I diskussionerne om hvem der skal have adgang til nettet og til at udnytte TPA, har været nævnt selskaber med et transmissionsbehov helt ned til én megawatt. Det kan betyde, at mange virksomheder kommer til at deltage i det nye marked, når først de første erfaringer er gjort og et egentlig synligt marked toner frem.

Skitsen lægger også op til en væsentlig mere radikal reform end den der nu med de nye planer for TPA i EF, lægges op til fra Kommissionens side. I hvert fald i forhold til den såkaldte fase 2 i EF-processen frem mod det indre energimarked. I virkeligheden kan man sige at man med den svenske proces går væsentlig hurtigere frem end det bliver tilfældet i EF, hvor en struktur på linie med den svenske næppe kan realiseres før end i slutningen af dette årti.

Men endnu er det kun et forslag. I den kommende tid vil forslaget blive diskuteret af de berørte parter. Og denne diskussion vil givetvis blive hed. For også i Sverige er der mange konfliktende interesser i et liberaliseret elmarked og for nogle virksomheder er der store beløb der står på spil.

Finland

Det finske elmarked er karakteriseret ved en generel stor frihed for aktøren. Energipolitik og -administration, som varetages af energiaf-

delingen i Handels- og industriministeriet har traditionelt ikke blandet sig meget i elplanlægningen. I de senere år, hvor miljøaspekterne har fået en stigende betydning, er ministeriet dog blevet mere involveret, ligesom ministeriets rolle er større, når det gælder meget store projekter så som kernekraftværker (ref. 17).

Finland er inddelt i 20 elregioner. Hver region har en kommission, som er sammensat af elproducenten og distributøren. Der udarbejdes treårige planer og regionerne godkender udbygningsplaner.

Det helt dominerende produktionsselskab er det 100% statsejede Imatran Voima. Herunder er der en del industrielle producenter og enkelte andre. Hovednettet ejes for 70% vedkommende af Imatran og industrien ejer de øvrige 30%.

Den lokale distribution er organiseret som geografiske monopoler, hvoraf der findes ca. 130 stykker.

Generelt gælder det, at relationerne mellem aktørerne på det finske elmarked foregår med minimal statslig indblanding. I relation til TPA eller en anden form for liberalisering af elmarkedet i EF, vil der næppe opstå større modsætningsforhold til den finske elsektor. Hertil kommer, at en reorganisering eller liberalisering af det finske elmarked diskuteres i Elproducenternes Samarbejdsdelegation, STYV, der består af Imatran, industrielle producenter og de kommunale værker. Resultatet kan meget vel blive etablering af et børssystem med spotpriser og en form for TPA for aktører, der ønsker kapacitet svarende til ca. 1 MW transporteret.

Danmark

I Danmark er der for tiden ingen direkte liberalisering i gang, men der er igangsat en debat om struktureringen af den danske energisektor. Parallelt hermed har EF-Kommissionen taget retsforberedende skridt mod Danmark med henblik på at få ophævet monopolsituationen for både el- og gassektoren. Den danske regering har svaret, at den for så vidt angår gassektoren erkender monopolsituationen, men beder om at der tages hensyn til de vanskeligheder der er ved at opbygge et nyt gassystem og følgelig beder om at få en "blød" overgangsfase til et mere konkurrencepræget marked. For så vidt angår elsektoren fastholder regeringen, at elselskaberne ikke har monopol, men at import og eksport af el er mulig for enhver, der søger om koncession hertil.

Det danske elsystem er bygget op omkring to sammenslutninger af kraftværker, som indenfor hver sit geografiske område dels optimere produktionen fra de enkelte kraftværker og dels styrer forsyningen til distributionsselskaberne.

For såvidt eksport og import, så varetages den af henholdsvis Elsam og Elkraft. EF-kommissionen betragter dette som to geografiske monopoler, medens regeringen, som nævnt, ikke mener at det er tilfældet. Som en ny udvikling i Danmark, har Socialdemokratiet principielt tilkendegivet at partiet er indstillet på at acceptere, at der i Danmark bygges kraftværker med eksport for øje.

De danske kraftværker er ejet af distributionsselskaberne og drives

på basis af koncessioner fra staten.

4.1.2. Naturgassektoren

Kun tre af de nordiske lande anvender i dag naturgas. Nordens absolut største producent af naturgas og en af Europas største gasleverandører - Norge - anvender som bekendt ikke selv sine naturgasressourcer. Norge har dog truffet beslutning om at udnytte naturgas fra Halten-banken til produktion af methanol i Midt-Norge, ligesom en begrænset distribution af gas i tilknytning til det store gaskompleks ved Kårstø forventes indledt i 1992 eller i 1993.

Finland er det største nordiske gasforbrugende land, men tæt fulgt af Danmark. Sveriges naturgasforbrug er endnu meget beskedent og omkring en tredjedel af forbruget i Danmark og Finland.

I Danmark og Finland er gassektoren bygget op omkring statslige monopolselskaber, nemlig henholdsvis Dansk Naturgas A/S (datterselskab i Dansk Olie og Naturgas-koncernen) og Neste Oy. Disse selskaber ejer transmissionssystemerne, har monopol på import og eksport og for Danmarks vedkommende tillige forkøbsret/køberet til den gas der produceres i Danmark.

Selskaberne sælger gassen til regionale distributionsselskaber og til større forbrugere, herunder større kraftværker. Distributionsselskaberne har regional monopol og kan kun købe fra DONG og Neste.

Der er altså tale om rendyrkede og formaliserede statsmonopoler. Men der er også betydelige forskelle. I Danmark er der en betydelig statslig regulering og "indblanding", medens Neste i langt højere grad fungerer og drives uden statslig indblanding.

I Sverige er Vattenfall igen blevet stor- og majoritetsaktionær i SwedeGas. Det følger efter en periode hvor Vattenfalls ejerandel blev gradvist reduceret til 40%. Med de seneste udviklinger i Sverige, blandt andet beslutningen om ikke foreløbig at udfase de første kernekraftværker og den nye energiplan med prioritering af biobrændsler i det midtvenske område, er markedsgrundlaget for naturgas blevet kraftigt reduceret. Som følge heraf er SwedeGas' ambitionsniveau blevet kraftigt reduceret og selskabet fremstår i dag mere og mere som et regionalt gasselskab. Det har endvidere fået konkurrence af et selskab, der er under dannelse og bag hvilke står Neste fra Finland og Stoseb Gas fra Sverige. Dette selskab undersøger for tiden mulighederne for at importere norsk gas til brug i Sverige og Finland.

Den svenske gassektor er altså ikke bygget op omkring en monopolstruktur. Ligeledes er det svenske naturgastransmissionssystem i realiteten en common carrier, idet tredjeparter kan få transporteret naturgas igennem rørledninger.

Strukturen i den svenske gassektor er således væsentlig tættere på den struktur, som Kommissionen vil fremtvinge via liberaliseringen end den struktur, der findes i de to "store" nordiske gaslande, nemlig Finland og Danmark.

En norsk gasforbrugsstruktur findes ikke, men den norske eksport koordineres af det såkaldte Gasforhandlingsudvalg, GFU. Den monopolisering som GFU udtrykker er formentlig ikke forenelig med liberaliserings- og konkurrencetankegangen bag EF's indre energimarked.

4.2. Internationalisering af den nordiske energisektor

Fordi den internationale handel med naturgas er så meget større end handlen med elektricitet over grænserne, er der i dag også en betydelig forskel i "internationaliseringsgraden" for de to produkter. Naturgassen er i dag en langt mere international vare end elektriciteten er det. Det kommer blandt andet til udtryk ved de kontrakts- og prisfastsættelsesmåder, som findes for de to produkter. Naturgaskontrakterne er mere markedsorienterede end de vilkår, der gælder for udveksling af elektricitet. Handelsrelationerne på naturgasområdet er ligeledes langt mindre formaliserede end de er det på elområdet.

Det gælder naturligvis også i Norden. Naturgassen er i høj grad en kommercialiseret vare på linie med så mange andre varer. Norge har i dag en eksport af naturgas på mellem 25 og 30 mia kbm årligt, stigende til formentlig 50-60 mia kbm indenfor de næste 10-12 år.

Med den begyndende liberalisering af elmarkederne i både EF, Norden og det øvrige Europa, må de nordiske elsektorer indstille sig på, at de i højere grad kan blive udsat for international konkurrence og de må omdefinere deres forretningskoncepter.

Elektricitet er nemlig i høj grad på vej fra at være en lokalpræget vare til at blive en international handelsvare, og netop elområdet kan blive udsat for en ganske voldsom konkurrence. I modsætning til naturgas, hvor produktionsstedet er geologisk/geografisk fastlagt på forhånd, i hvert fald på kort sigt, så er det i princippet muligt for alle, der kan finde den fornødne kapital, at opføre et kraftværk hvor som helst. Hvis samtidig de eksisterende eksport/importrestriktioner for elektricitet ophæves i kraft af EF liberaliseringen, så bliver de nationale muligheder for at forhindre udenlandske kapitalinteresser i at opføre kraftværker, med enten indenlandske salg eller eksport for øje, stærkt begrænsede.

Udviklingen i Europa synes også at gøre op med de forestillinger, der for nogle år siden var om, at det nordiske naturgassamarbejde burde følge en samarbejdsmodel som Nordel. I dag er det næsten en enslydende opfattelse blandt de nordiske gasselskaber af, at nordiske gassamarbejde skal være helt og holdent kommercielt funderet. De initiativer, der nu er i gang for at forøge handelssamkvemmet på naturgasområdet i Norden, foregår da også med et klart kommercielt udgangspunkt. Nye projektet står og falder med at de kan give et økonomisk afkast, der kan berettiggende de store investeringer.

Nordel er ligeledes i færd med at vurdere organisationens fremtid, herunder hvilke udfordringer organisationen står overfor og hvorledes

man skal forholde sig til dem.

4.3. Liberaliseringens betydning for de nordiske lande

Der er næppe tvivl om at liberaliseringen af energisektoren i EF fortsættes. Og at der på el- og naturgasområderne vil udvikle sig en form for tredjepartsadgang, hvad enten det bliver en formaliseret tredjepartsadgang eller det bliver en uformel tredjepartsadgang fremtvunget af dynamikkerne i markedet.

Danmark vil som EF-land klart blive berørt heraf. Også Sverige vil blive direkte berørt heraf, når Sverige forventelig bliver fuldgældigt medlem af EF i 1995. Det samme gælder naturligvis Finland og Norge, når/hvis disse to lande bliver medlemmer af EF. Derimod vil den direkte effekt for Islands vedkommende blive begrænset uanset om landet skulle blive medlem af EF. Landets placering og østatus vil formentlig kun formelt få konsekvenser for energisektoren.

Uanset om Finland og Norge bliver medlemmer eller ej, vil den tiltagende liberalisering af energisektoren i EF få konsekvenser for disse lande. Først og fremmest i kraft af den nye aftale mellem EF og EFTA og igennem det konkrete handelssamkvem på energiområdet mellem EF og de to lande. Størst vil konsekvenserne være for Norge, fordi Norge for det første ligger tættere på de store centrale EF-lande, og fordi Norge, qua sine gasreserver, har et stort handelssamkvem med EF allerede nu. På sigt ventes handlen med naturgas at stige og også handlen med elektricitet både til Danmark og til andre nordeuropæiske lande ventes ligeledes at få en opblomstring.

Udover de direkte påvirkninger via medlemskab og de indirekte via aftaler etc., er der imidlertid også grund til at pege på de afledte konsekvenser af dels liberaliseringen af EF og dels samfundsudviklingen i Østeuropa, herunder de nye samarbejds- og samhandelsperspektiver der opstår i kølvandet på udviklingen og det europæiske energicharter.

Disse ting vil nemlig resultere i nye samhandelsmønstre. Både mellem EF-landene indbyrdes, mellem EF-landene og de østeuropæiske lande, mellem de nordiske lande og EF, mellem de nordiske lande indbyrdes og mellem de nordiske lande og de østeuropæiske lande, herunder de baltiske lande.

Energiesektoren i de nordiske lande står således overfor en række tilpasningsområder, hvoraf liberaliseringen i EF er én - og vigtig - faktor. De øvrige faktorer, som dels er afledte af liberaliseringen i EF og dels er konsekvenser af andre udviklinger, kan imidlertid lokalt, regionale eller nationalt få ligeså stor eller større betydning for gas- og/eller elsektorerne i Norden.

Det der også er værd at pege på, er at de udviklinger som nu kan iagttages eller må forventes at indtræffe, formentlig opstiller flere muligheder for den nordiske energisektor end de bringer begrænsninger og problemer med sig.

Kombinationen af friere handelsrammer både internt i de nordiske lande og mellem landene i Norden og uden for Norden, betyder at der må brydes med traditionelle vaner og tanker. Det er i et vist omfang allerede ved at ske, men hvis de nordiske energiforetagender, hvadenten de er offentligt ejede eller privatejede, skal finde en naturlig plads i de nye muligheder, skal der tillige ske en mental oprustning, og der skal finde nytænkning sted.

Der synes også at være grund til at være opmærksom på, at en udnyttelse af mange af de nye muligheder, forudsætter en mere kommerciel tankegang end den der synes at være fremherskende i dag i den nordiske energisektor. Ikke mindst elsektoren har i visse lande ikke være tvunget til eller overhovedet blevet ansporet til at handle strengt kommercielt. Driftsøkonomiske hensyn har i vid udstrækning været underlagt samfundsøkonomiske hensyn.

I fremtiden vil det i langt højere grad være driftsøkonomiske motiver, der vil drive energivirkomhederne i de nordiske lande til at udnytte mulighederne for samhandel. Baggrunden herfor er naturligvis, at internationaliseringen af både naturgas- og elsektoren gør det meget vanskeligere at optimere ud fra f.eks. samfundsøkonomiske kriterier. Alene af den grund at de ikke er ens for de enkelte lande. Man kan sige at f. eks. Nordel-systemet på mange måder har været et forsøg på at foretage en samfundsøkonomisk optimering på tværs af nationale grænser. Men forudsætningen herfor har været muligheden for en meget "styret" national optimering. Disse forudsætninger forsvinder imidlertid med liberaliseringen af henholdsvis EF's og Nordens energisektorer.

Den kendte og anvendte "styringsfilosofi" i samfundsudviklingen i de nordiske lande får imidlertid vanskeligt ved at opretholdes i EF's indre energimarked. Ikke mindst den danske energiplanlægning er karakteriseret ved en omfattende og meget detaljeret national planlægning. I det hele taget er styringsmidlerne i den danske energipolitik meget centralistiske. Og denne centralistiske metode er dårligt foreneligt med den langt stærkere markedsorientering, der lægges op til med det indre energimarked (ref. 18).

Kun få af de virkemidler, som anvendes i dag kan uændret videreføres når det fulde omfang af det indre energimarked slår igennem.

I det følgende gennemgås nogle af de mest sandsynlige konsekvenser for de nordiske lande af udvikling frem mod det indre energimarked:

4.3.1. Indbyrdes handel

Handel eller udveksling af elektricitet mellem de nordiske lande har primært været begrundet i forskelle i produktionsstruktur. Handlen har været til gensidig fordel for landene. Handlen har fortrinsvis foregået indenfor et afgrænset område, med kun en svag forbindelse ud af Nordel-området. Dette mønster kan kun opretholdes med en national

monopolstruktur. Denne er nu under opbrydning. Resultaterne heraf er allerede tydelige. De enkelte lande og deres elselskaber søger at udnytte de nye og ofte lukrative muligheder for eksport på andre vilkår end dem Nordel-samarbejdet opstiller. Nordel-systemet er således i en alvorlig stress-situation og kan bryde sammen eller i det mindste miste meget af sin indflydelse i takt med liberaliseringen af elmarkederne i EF og i Norden.

Der er kun en begrænset indbyrdes handel med naturgas. Som eneste eksempel kan nævnes dansk salg af naturgas til Sverige. For nogle år siden blev der talt meget om et integreret nordisk naturgas-marked og -system, og som model for dette blev der peget på Nordel-samarbejdet. I dag synes denne model at være ude af billedet, og planerne for et integreret marked at ligge væsentlig længere ude i fremtiden. Blandt andet som følge af svenske energipolitiske beslutninger og som følge af en fornyet europæisk efterspørgsel efter norsk gas.

Problemet med en udvidet gashandel er, at der kræves investeringer i en dyr infrastruktur. I dag synes det eneste motiv for bygningen af en ny infrastruktur at være, at projektet kan give et økonomisk afkast på linie med andre projekter. Nordisk gassamarbejde er ikke et mål i sig selv uanset omkostningerne.

4.3.2. Handel med nabolande

Danmark og Finland har haft en vis handel med elektricitet med nabolandene Tyskland og Sovjetunionen. I takt med liberaliseringen af energimarkederne i EF og i Norden, kan der ventes en intensiveret samhandel med især Tyskland. Også Norge og Sverige vil indlede direkte eksport af elektricitet til Tyskland. Danmark vil i højere grad end i dag blive et transitland for norsk eksport. På sigt kan man forestille sig direkte ledningsforbindelse i Nordsøen mellem Norge og Tyskland. Direkte ledningsforbindelse mellem Sverige og Tyskland og mellem det østdanske forsyningsområde og Tyskland er på planlægningsstadiet.

Ligeledes er der overvejelser om norsk eksport til Finland, og der er overvejelser om eksport af svensk kraft til Baltikum og Polen.

Generelt vil samhandlen med nabolandene blive intensiveret. Det nordiske elsystem vil blive langt mere åbent, end det er tilfældet i dag. Handlen vil få en udpræget kommerciel karakter. Blandt andet kan man forestille sig opførelse af egentlige eksportkraftværker, sådan som der nu er principiel mulighed for i Danmark. Handlen med nabolandene vil foregå på faste kontakter i modsætning til handlen i Nordel, der er baseret på overskudsproduktion og afbrydelighed.

Også naturgasandelen med nabolandene vil blive kraftigt intensiveret. Den norske eksport til Tyskland og andre europæiske lande, vil blive fordoblet eller tredoblet indenfor de næste 10-20 år. Også den danske eksport kan ventes forøget. Både til Sverige og til Tyskland. Norge vil begynde at eksportere til de østeuropæiske lande og muligvis

til de baltiske lande.

Nye planer om at transportere sovjetisk gas til England via Sverige og Danmark kan imidlertid give et andet handelsmønster. En sådan ledning kan i virkeligheden give en større regionalpolitisk effekt end en ledning fra Norge til Sverige, samtidig med at den infrastruktur der skabes har videre perspektiver.

Handlen med nabolandene hvad enten de ligger syd for eller øst for Skandinavien vil finde sted efter de retningslinier og vilkår som er i færd med at blive etableret i Bruxelles.

4.3.3. Markedsopbygning for naturgas

Markedssammensætningen for naturgas er forskellig i de enkelte lande i Norden. Den væsentligste skillelinie går mellem Danmark og de øvrige lande. Den danske markedssammensætning er på linie med den man ser i de større europæiske lande, nemlig en opdeling i tre store grupper: individuelle kunder, herunder opvarmning af kontorbygninger etc, industrikunder samt fjernvarmeværker og elværker. I Finland består den overvejende del af kundegrundlaget af træ- og papirindustrien og andre større og energikrævende industrier. En anden mindre, men også vigtig kundegruppe er decentrale kraftvarmeværker og i stigende grad elværker. I Sverige er kundegrundlaget ligeledes først og fremmest industrien og kollektive varmesystemer. Også i den fremtidige markedsopbygning er det disse kundegrupper der vil udgøre kernen. Elværker kan få en betydende plads i den svenske naturgasefterspørgsel. I et eventuelt fremtidigt norsk gasmarked er det ligeledes industri og elproduktion, der vil tegne sig for den altdominerende markedsdel.

Liberaliseringen af energimarkederne generelt i EF og i Norden vil gøre det vanskeligere og mindre efterspurgt, at "planlægge" et nyt energiprodukt ind på markedet. Markedspenetrationen vil i høj grad skulle ske ud fra almindelige konkurrencemæssige hensyn. Naturgassen har imidlertid en naturlig fordel, idet den er mindre forurenende end andre fossile energityper. Kombineret med den stigende vægt der lægges på miljømæssige forhold, og den stigende betydning, som miljøafgifter og -skatter vil få, synes naturgassens konkurrencemæssige position at blive gunstigere i fremtiden.

Den største hindring for markedsopbygningen for naturgas i Norden er, at der i dag ikke findes en udbygget infrastruktur. De meget store initialinvesteringer i opbygningen af en infrastruktur, gør det risikabelt. Da samtidig mulighederne for at gennemføre en "beskyttende" energiplanlægning, må anses for at blive reduceret, afhænger naturgassens udbredelse eller rettere den hastighed hvormed det sker, i høj grad af hvor konkurrencedygtig gassen bliver. Dette igen afhænger af i hvilken grad det lykkes at skabe konkurrence på gasmarkedet.

4.3.4. Forsyningssikkerhed

Ophævelsen af de eksisterende monopolrettigheder, vil gøre forbindelserne mellem de enkelte led i kæden fra producent til forbruger løsere.

For elområdet kan det betyde, at den vertikale integration, der ofte i praksis findes, må brydes op, således, at produktionsselskaberne løsrives fra distributionsselskaberne eller omvendt. Når der åbnes op for distributionsselskaberne til at købe kraft hos en hvilken som helst indenlandsk eller udenlandsk producent, samt at få kraften transmitteret til forsyningsområdet, vanskeliggøres produktionsplanlægningen. Og den nationale produktion kan ikke optimeres på samme måde som i dag. På sigt kan denne udvikling gå ud over forsyningssikkerheden, blandt andet fordi en række spids- og mellemlastværker vil blive lukket, fordi de ikke kan drives økonomisk i det nye marked. Disse argumenter fremføres af den etablerede struktur.

Som modargumenter fremføres ofte, at ophævelsen af handelshindringer mellem landene og mellem forsyningsområder, netop gør det muligt, at optimere ud fra produktionsomkostningerne, idet et langt større område kan inddrages i denne optimering. Samtidig tilskyndes producenterne til at producere elektriciteten så billigt som muligt, idet de ellers ikke kan sælge deres produktion.

Spørgsmålet om en øget eller reduceret forsyningssikkerhed, synes at dreje sig om man ser på en lokal, regional, national eller tværnational forsyningssituation. Endvidere synes de nuværende betænkeligheder og argumenter for en reduceret forsyningssikkerhed, delvist at kunne imødegås med henvisning til at handlen med kraft i et liberaliseret system vil fremtvinge nye kontraktformer og samproduktionsmetoder mellem to eller flere kraftværker. Kombineret med regler for hvor stor en andel distributionsselskaberne skal have sikret sig på fastkraftkontrakter, samt opretholdelsen af forsyningsforpligtelsen overfor de brugere der i realiteten ikke kan udnytte det nye system, vil skabe en vis forudsigelighed, som eliminerer en række af bekymringerne for den fremtidige energiforsyningssikkerhed.

De nordiske og europæiske elsystemer må i dag karakteriseres som "modne" systemer, hvor en finmasket infrastruktur er opbygget. Ligeledes er de organisatoriske og teknisk/økonomiske forhold i elsektoren i dag meget sofistikerede og gennemprøvede. I mange henseender er nogle nationale elsystemer og selskaber "overmodne". De besidder, qua den de facto eller de jure monopolstilling de har, ikke fornyelsens kraft. Kun meget drastiske forandringer i rammebetingelserne kan fremtvinge den omstilling, som samfundsudviklingen i Europa og Norden i dag forlanger skal finde sted i mange sektorer, herunder elsektoren. Det er samtidig vurderingen, at netop det meget udbyggede system, ikke bringer forsyningssikkerheden i fare, ved en ændring af rammebetingelserne, selvom om en sådan ændring, f.eks. i form af tredjepartsadgang, vil afstedkomme en meget kraftig turbulens på det organisatorisk-strukturelle plan.

Indførelse af tredjepartsadgang på naturgasområdet beskyldes af de store gasselskaber for at ville ødelægge den eksisterende forsynings-sikkerhed. Argumentet tager udgangspunkt i, at en opløsning af den nuværende struktur, vil gøre det umuligt, at indgå langvarige "take-or-pay" kontrakter. Og disse er den eneste sikkerhed producenterne har for at få forrentet de enorme investeringer, der er tale om i forbindelse med udbygning af felter og transmissionsledninger.

Den anakronisme der findes i, at man i Norge reelt indfører tredjepartsadgang på elområdet og samtidig taler kraftigt imod tredjepartsadgang på naturgasområdet i EF, forklares officielt med, at der er meget stor forskel i modenheten af henholdsvis det norske elsystem og det norske gaseksportsystem. På naturgasområdet forestår der endnu meget store investeringsopgaver i udbygningen af infrastrukturen (produktionsfelter, behandlingsanlæg og eksportrørledninger). Derfor må man opretholde den monopollignende struktur på gasområdet.

Dette argument kan imidlertid ikke overføres til Europa, og formentlig heller ikke til et så nyt naturgasland som Danmark. I mange af de centraleuropæiske lande, er naturgasnettene også meget veludbyggede. De udvidelser der forestår må i de fleste tilfælde betragtes som almindeligt kommercielle udvidelser, som gennemføres, hvis der er et økonomisk afkast i sigte, og som ikke gennemføres, hvis risikoen vurderes som værende for høj i relation til afkastet. De samme ræsonnementer gælder næsten for situationen i Danmark. Her er der dog det problem, at gasselskaberne stadigvæk har meget store gældsbyrder fra opbygningen af den basale infrastruktur.

Det er opfattelse i visse kredse, at de samme forhold på det organisatorisk/strukturelle plan, gør sig gældende i gassektoren som i elsektoren, hvorfor en ændring af rammebetingelserne kan give nye impulser til sektoren. Spørgsmålet om forsyningssikkerheden er, qua det specielle forhold, at produktionen af naturgas er geologisk/geografisk bestemt og i Europa må transporteres over store afstande, formentlig mere reelle for gassektoren end for elsektoren. Men også her gælder det, at den eksisterende infrastruktur giver god grund til at forvente, at en basal forsyning kan opretholdes også selv om der i form af tredjepartsadgang vil opstå en betydelig organisatorisk og strukturel turbulens.

Meget taler også for, at der er risikovillig kapital til at tage over der, hvor de nuværende gasselskaber eller producentselskaber ikke mener at kunne fortsætte. Hertil kommer, at tredjepartsadgang ikke nødvendigvis og sandsynligvis ikke vil medføre en opgivelse af traditionelle take-or-pay-kontrakter. Det der vil ske er, at der opstår flere kontraktformer parallelt med hinanden. Derfor vil der stadig være take-or-pay-kontrakter til at skabe en fundamental økonomisk sikkerhed for producenternes store investeringer; men et resultat vil være at producenterne vil komme til at være en større del af markedsrisikoen.

Tredjepartsadgang og EF's indre energimarked vil ikke nødvendigvis forringe forsyningssikkerheden med naturgas og elektricitet radikalt; men hele forsyningsspørgsmålet skal håndteres på en ny måde og

måske af andre end i dag. Det er den virkelige udfordring.

4.3.5. Organisering

Liberaliseringen vil resultere i at de nuværende strukturer og organisationer bliver stillet overfor nye udfordringer. Denne udvikling er imidlertid ikke kun en konsekvens af udfordringer og krav udefra. Også internt i de nordiske lande har behovet for strukturændringer presset på i længere tid. Ikke mindst indenfor elsektoren. I Sverige og Norge er der allerede taget skridt til betydelige ændringer af markedsforholdene og strukturerne. I Danmark og Finland er emnet endnu på et meget tidligt stadium. Men begge steder er der internt pres for forandringer, omend af forskellige årsager.

Et synes sikkert. De nuværende monopolforetagender får begrænset deres position. I Norge og Sverige er det allerede besluttet at Vattenfall og Statkraft deles op i mindre og mere specialiserede enheder. Primært ved at skille hovedledningsnettene ud i selvstændige selskaber.

Fremover vil der blive stillet endnu stærkere krav til en kommerciel indstilling og adfærd for de nordiske elselskaber. Et af resultaterne af liberaliseringen vil være fusioner, krydsejerskab og strategiske alliancer. En anden konsekvens vil være udviklingen af nicheområder, som giver muligheder for en større mangfoldighed af selskabstyper og organisationsformer end i dag.

Det må også forudses, at der vil blive indgået samarbejdsaftaler og ejerskabsaftaler mellem de nordiske selskaber og måske især med selskaber i nabolandene, således som det senest er sket mellem Sydkraft i Sverige og PreussenElektra i Tyskland.

I et vist omfang kan udenlandske selskaber søge at etablere egne produktionsanlæg i de nordiske lande eller at tage konkurrencen op med nationale kraftselskaber i form af importeret elektricitet. Meget taler imidlertid for at netop aftaler mellem nordiske og nabolande selskaber bliver løsningen.

På gasområdet vil kravene også være en kommercialisering, selvom gasselskaberne i dag i højere grad end det er tilfældet for elselskaberne drives på driftsøkonomiske kriterier. Også her synes strategiske alliancer og krydsejerskab både mellem de nordiske selskaber og med selskaber fra nabolande at karakterisere udviklingen.

4.4. Nordisk energiplanlægning i fremtidens energibil- lede

Energiplanlægning har traditionelt været højt prioriteret i de nordiske lande og har i høj grad bidraget til modningsprocessen for markederne beskrevet i det foregående. Med indførelsen af det indre energimarked kan Nordisk energiplanlægning forventes at gennemgå betydelige ændringer i kraft af den mere markedsorienterede energiforsyning og

det internationale samarbejde omkring afgiftspolitik og miljøforanstaltninger.

Med udgangspunkt i det konkrete danske eksempel på lovgivning inden for energiområdet, diskuteres i det følgende hvilke energiplanlægningsmæssige muligheder de nordiske lande vil få, og der gives eksempler på fælles nordiske initiativer som vil være fordelagtige for landene på længere sigt.

4.4.1. Energiplanlægning i det umodne marked

Formålet med den første danske energiplanlægning, som opstod på baggrund af energikriserne, var at sikre forsyningssikkerheden med fossile brændsler. Senere har formålet med den danske varmeplanlægning først og fremmest været at beskytte potentielle muligheder for langsigtede gevinster fra kraftvarmesystemerne mod de kortsigtede gevinster ved udbygning af gasnet og indtrænging af elvarme i de tættere byområder. Denne udvikling har været meget fordelagtig til opnåelse af et energieffektivt kollektivt forsyningssystem, som andre europæiske lande ikke har kunnet opnå fordi individuel naturgasfyring og elvarme har fortrængt kraftvarmemarkederne.

En lignende energiplanlægning har fundet sted i Sverige, hvor det primært har været målet at begrænse udbredelsen af direkte elvarme i bymæssig bebyggelse.

Generelt har det vist sig fordelagtigt i markedernes opbygningsfase at regulere udviklingen for at systemerne bliver opbygget med et langsigtet perspektiv.

4.4.2. Modne markeder

Det stærke offentlige engagement i energiplanlægningen og især det økonomiske engagement i naturgasudbygningen har også givet uhensigtsmæssige virkninger. I den danske energiplanlægning i 1970'erne blev overgangen fra et olie- til et kulbaseret energisystem prioriteret højt. De store kraftværker var først i denne omstilling og senere fulgte mindre kraftvarmeværker og fjernvarmeværker. Omstillingen blev fremskyndet via store forskelle i afgiftsniveauet for de to brændsler.

Endnu inden disse investeringer i kulfyrede anlæg er afskrevet, er der i 1991 blevet indført lov om udbygning af decentral kraftvarme for alle fjernvarmeværker placeret i naturgasområdet med kedeffecter større end 1 MW. Loven indeholder en tre-trins-plan startende med de største værker, og hele omlægningen skal være afsluttet 1998. I denne plan indgår også omlægning af fjernvarmeværker uden for naturgasområdet til fyring med biobrændsler.

En sådan beslutning giver en lang række konsekvenser for det samlede energisystem. Dels positive i form at en højere totalvirknings-

grad for de enkelte værker via samproduktion af el og varme, og et øget naturgassalg, som vil forbedre økonomien i det danske naturgasprojekt. Dels negative gennem forstærkning af elproduktionens afhængighed af varmekonsumet, og højere forbrugerpriser p.g.a. omstilling til nye kedelanlæg.

Endelig kan der stilles spørgsmål om principperne for det indre energimarked er efterkommet, når en national lov pålægger anlæg udelukkende at anvende naturgas. I kraft af lovens vedtagelse vil der ske en hurtig omlægning til naturgas, og selvom det senere skulle vise sig at have været i strid med EF-retslige principper, vil en del af fjernvarmeværkerne til den tid have investeret i anlæg, som i en lang årrække fremover er bundet til anvendelse af naturgas.

I praksis vil afgørelsen af dette spørgsmål derfor ikke få nogen betydning for den konkrete energiforsyning, idet det er meget vanskeligt at forestille sig, at EF vil kræve allerede foretagne investeringer skrottet. Investeringerne vil være foretaget og der vil ikke være interesse, hverken hos stat eller fjernvarmeselskaber for at lave nye prioriteringer.

Ovenstående eksempel er ikke enestående for Danmark. Andre lande kan lave tilsvarende lovgivning inden EF's indre marked bliver en realitet og dermed binde kapitalen i bestemte forsyningssystemer, strukturer etc., og Kommissionen har ingen konkrete muligheder for at gribe ind over for en sådan udvikling. Situationen efter etableringen af det indre energimarked vil være en anden, da landene herefter ikke vil kunne nå at gennemføre national lovgivning, som vil udløse lignende investeringer, før lovgivningen vil blive underkendt i EF.

Fastholdelse af en høj andel af kraftvarme i elproduktionen kan vise sig at blive et problem ved fremtidig etablering af kraftværker. I forbindelse med vedtagelsen af det dansk/tyske samarbejde om opførelsen af en kraftværksblok i Danmark med henblik på eksport til Tyskland, er der planlagt opførelse af en kondensblok. Dette sker på trods af, at det måske ville være muligt at placere den samme eleffekt i nærheden af en af byerne ved den nordtyske østersøkyst, hvor det vil være muligt at foretage kraftvarmeudbygning. Indtil der i EF er opnået en samlet afgiftsharmonisering, vil det være nødvendigt at foretage visse overordnede reguleringer i mulighederne for etablering af større kraftværker, for at undgå planlægning ud fra kortsigtede fordele, som er tilfældet i ovenstående.

4.5. Nordisk energipolitik i fremtiden

Efter etableringen af det indre energimarked vil energipolitikken i EF's medlemslande i høj grad være af international karakter med miljøpolitikken i centrum. De øvrige nordiske lande vil i kraft af deres af samarbejdet mellem EFTA og EF anlægge en energipolitik, som ligger nær EF's.

Energi- og miljøafgifter bliver af stigende betydning som virkemiddel

i kraft af markedskræfternes stigende betydning i energisystemet. Energi- og miljøafgifterne vil forbedre mulighederne for at indpasse vedvarende energi i energisystemet, idet disse teknologier som regel er forureningsfrie. De kommende CO₂-afgifter vil være første skridt i denne retning, og krav til rensning for NO_x, SO₂ m.fl. vil give samme virkning.

En vigtig opgave for nordisk energipolitik de kommende år bliver at sikre de økonomiske vilkår for langsigtede investeringer. Specielt investeringer i udnyttelsen af vedvarende energikilder er kendetegnede ved store kapitalomkostninger og lave driftsomkostninger, og den økonomiske rentabilitet vil ofte være stærkt afhængig af prisudviklingen for fossile brændsler. Et nordisk energipolitisk udspil kunne bestå i et oplæg til fælles normer for etablering af garantiordninger for disse investeringer. Egentlige tilskudsordninger er kun aktuelle i egentlige forsknings- og udviklingsprojekter, hvilket især Norge har haft som energipolitisk linie i en årrække. Garantiordningerne bør derfor blot virke som en forsikring for langsigtede investeringer, specielt når det drejer som om investeringer udført af lokalsamfund.

En anden mulighed vil være inddragelse af tredjeparter i forbindelse med finansieringen af vedvarende energianlæg, som derved påtager sig denne garanti for forbrugerne mod selv at få del i et evt. overskud. Energiprisen på forbrugerniveau ville derved blive meget stabil, hvilket kunne give incitament til øgede investeringer i energibesparende foranstaltninger og deraf følgende forøgelse af energisystemets samlede effektivitet.

De nordiske lande har mange fælles interesser inden for energi- og miljøområdet, og set i lyset af det store potentiale for udnyttelse af vedvarende energi og energibesparelser i Norden, vil det være meget fordelagtigt at kunne opstille et fælles nordisk udspil på området.

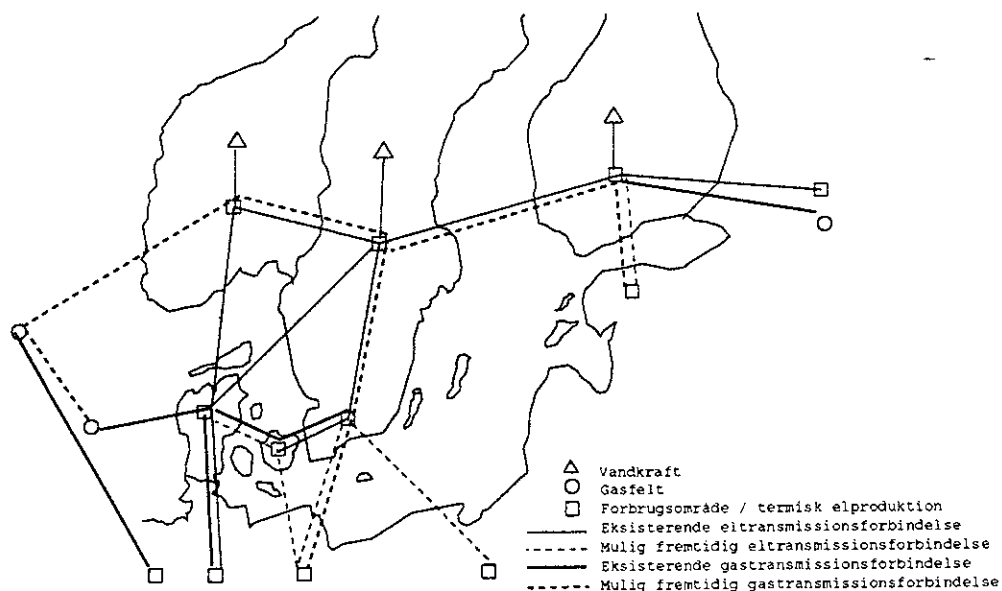
Internationalisering af energisektoren i Europa og Norden betyder at rammerne for de eksisterende bloksamarbejder, herunder nordisk samarbejde indenfor energiområdet, vil blive ændret. Vilkårene for en optimering på tværs af nationale grænser ud fra regionale samfundsøkonomiske kriterier, som f.eks. Nordel er udtryk for, vanskeliggøres. Optimeringen bliver i højere grad driftsøkonomisk bestemt og som konsekvens heraf tillige decentraliseret. Der bliver med andre ord tale om en suboptimering.

Nordens rolle i dette fremtidsbillede bliver i højere grad at pege på muligheder, at bane vejen for mere kommercielt betonedede samarbejds- og samhandelsformer, at skabe de politiske rammer for samhandel og at understøtte udviklingen. Norden må i høj grad se sin rolle defineret indenfor de rammevilkår, der stilles op i EF og i de rammevilkår, de nye samhandelsmønstre opstiller.

5. El- og gassystemerne I Norden

Det nordiske elsystem har via adgangen til store vandkraftressourcer en enestående mulighed for økonomisk og miljøvenlig elproduktion. Vandkraftbaseret elproduktion udgør ca. 60 % af den samlede elproduktion i Norden, og effektiv og økonomisk udnyttelse af denne store naturlige ressource har i mange år været baseret på et tæt samarbejde mellem de nordiske lande i samarbejdsorganisationen Nordel.

Gassystemet er helt anderledes. Langt hovedparten af gasressourcerne i Norden eksporteres til det europæiske marked. Størstedelen af de meget mindre danske gasressourcer anvendes til forsyning af de danske og svenske forsyningsnet. Det største gasmarked i Norden er derimod det finske, der forsynes fra Rusland.



Figur 5.1. Nordisk el- og gasmarked. Eksisterende og mulige transmissionsforbindelser

I dette kapitel beskrives el- og gassystemerne i de nordiske lande og de nabolande der har forsynings- eller markedsmæssig betydning med hovedvægt på de kvantitative teknisk-økonomiske forhold, og der ses i videst muligt omfang bort fra de gældende juridisk-administrative rammer.

Figur 5.1 illustrerer det nordiske el- og gassystem - bortset fra Island

- i den detaljeringsgrad, der anvendes for modeller der beskriver de nationale energisystemer. Gasfelter og vandkraftanlæg udnytter naturgivne ressourcer og transmissionsledningerne danner forbindelse til forsyningsområderne og forbinder forsyningsområderne indbyrdes. Den termiske elproduktion findes i forsyningsområderne sammen med distribution og forbrug af el og gas.

Opdelingen af forsyningsområder følger de samkøringsområder for kraftproduktionen, der også optræder som enheder ved kraftudvekslingen. Norge og Finland udgør således hvert et forbrugsområde, medens Danmark består af to adskilte forbrugsområder, øst og vest for Storebælt. Sverige er her vist som to områder, hvor Vattenfall varetager forbindelsen til Norge, Finland og Danmark vest for Storebælt, medens Sydkraft varetager forbindelsen til Danmark øst for Storebælt.

Eksisterende el- og gasforbindelser er vist med fuldt optrukne linier, medens mulige nye forbindelser er vist med punkterede linier. Forbrugsområderne uden for Norden illustrerer (fra sydvest mod nordøst) det europæiske gasnet, Schleswig-Holstein/PreussenElektra, Mecklenburg-Vorpommern/VEAG, de polske Østersøområder, de baltiske stater og Sankt Petersburgområdet i Rusland. Disse områder er være relevante for en modellering af el- og gasudveksling og transmissionsforbindelser til lande uden for Norden.

5.1. Naturgassystemet

Det nordiske gassystem er detaljeret beskrevet i rapporten "Et integreret gassmarked i Norden", der blev offentliggjort af Nordisk Ministerråd i 1989. Rapporten blev udarbejdet af gasinformationsgruppen på baggrund af Nordisk Råds rekommandation om "øget nordisk samarbejde om udnyttelse af naturgas i energiforsyningen", der blev vedtaget på Rådets session i Oslo i marts 1988, (ref. 19).

Produktionen på de norske gasfelter var i 1988 29 mia. kbm, hvoraf 28 mia. kbm blev eksporteret til Vesteuropa:

Storbritannien	10,8 mia. kbm
Vesttyskland	7,5 mia. kbm
Frankrig	5,1 mia. kbm
Nederlandene	2,3 mia. kbm
Belgien	0,2 mia. kbm

Den resterende gasmængde blev anvendt til energi på felterne eller reinjiceret.

En ledning til Norges vestkyst, "Statpipe", blev sat i drift i 1985. Denne ledning transporterer vådgas (rikgas) fra Statfjord og Gullfaks til Kårstø, hvor kondensaterne bliver udskilt, og torgassen sendt til Ekofisk og derfra videre gennem Norpipe-systemet til Emden i Tyskland.

Produktionen på de danske gasfelter i Nordsøen var i 1988 5,1 mia. kbm. Heraf blev knap halvdelen ilandført, medens resten blev reinjiceret og en mindre del brugt til energi på felterne. Af den ilandførte gas på 2,3 mia. kbm blev 0,8 mia. eksporteret til Sverige og Vesttyskland. Kapaciteten i det danske transmissionsnet er 4-5 mia. kbm per år. Det eneste gaslager i Norden ligger ved Lille Torup mellem Viborg og Aalborg. I 1988 var der etableret 3 kaverner, der planlægges udvidet til 6, hvorved man regner med at opnå en operativ lagerstørrelse på 300 mill. kbm.

Sverige importerede i 1988 0,4 mia. kbm fra Danmark. Transmissionsledningen fører gassen fra Dragør syd for København via Malmö og Helsingborg til Göteborg. Ledningen mellem Danmark og Sverige er 19 km og mellem Malmö og Helsingborg er den 85 km. Denne del af stamnet har en dimension på 600 mm og transportkapaciteten er 3 mia. kbm per år. Ledningen Helsingborg-Göteborg er 205 km lang med en dimension på 500 mm og en transportkapacitet på 2 mia. kbm per år. De sammenlagte investeringsomkostninger for stamledningen udgjorde 1,2 mia. NOK, mens investeringsomkostningerne for grenledningerne udgjorde 0,4 mia. NOK.

Finland har importeret naturgas fra Sovjetunionen siden 1974. I 1988 var importen 1,6 mia. kbm. Gassen leveres fra en ledning nord for Sankt Petersburg, der forsynes fra gasfelterne i Sibirien og Ukraine. Ledningen går via Imatra til Helsingfors med flere forgreninger, hvor den længste går til Tammerfors. Ledningssystemet i Finland har en kapacitet på 4 mia. kbm per år.

Hvis naturgassen anvendes til elproduktion vil 1 mia. kbm kunne producere godt 4 TWh el på moderne dampturbiner. Dette svarer til el fuldlasteffekt på ca. 500 MW.

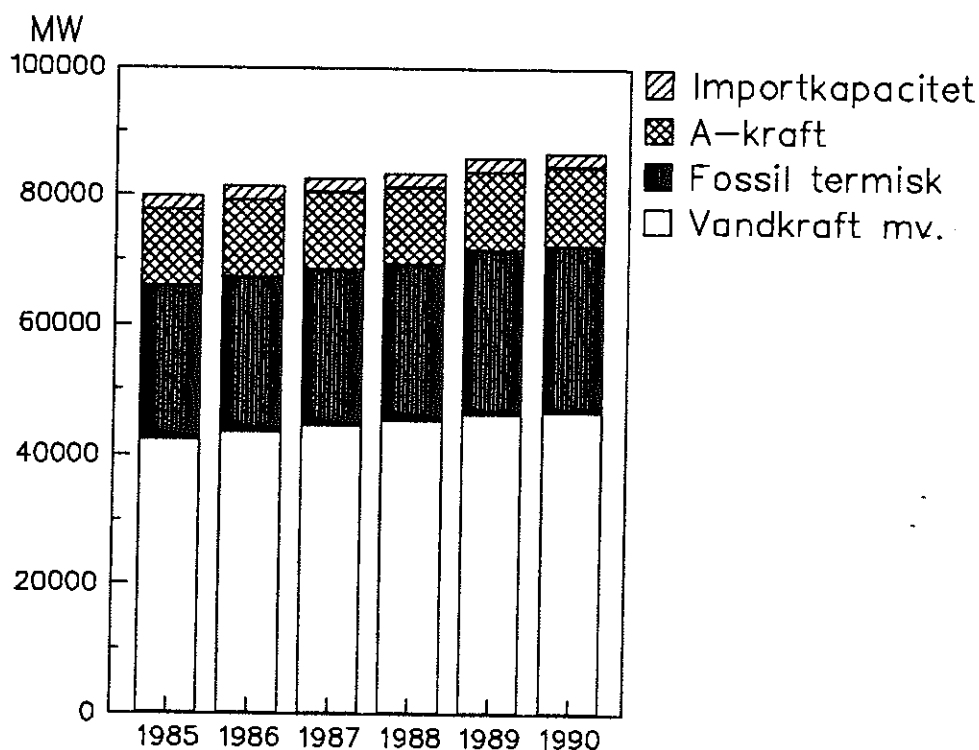
Det er væsentligt billigere at transportere naturgas til et kraftværk ved forbrugsstedet end at transmittere elektricitet over samme afstand.

5.2. Elkapacitet , -produktion og -forbrug

Figur 5.2 viser udviklingen i elproduktionskapaciteten fra 1985 til 1990 i de nordiske lande under ét, og produktionen på disse anlæg er vist i figur 5.3. Detaljerne fremgår af tabel 5.1 og 5.2.

Elforsyningen i de nordiske lande er præget af de enkelte landes infrastruktur og mulighed for at udnytte naturlige ressourcer. Via sammenkoblingen af de nordiske landes elnet (ekskl. Islands), blev der landende imellem udvekslet ialt 32 TWh svarende til 9% af den totale elproduktion i de nordiske lande i 1990, ekskl. Island. Samarbejdet omkring driftsplanlægning og udveksling af el landene imellem varetages af det fælles nordiske elsamarbejde, Nordel, grundlagt 1963. Nordel-landende under ét har en nærmest ideel kombination af vandkraft og varmekraft, der er enestående i verden.

Vandkraftbaseret elproduktion er den dominerende elforsyningskilde



Figur 5.2. Eleffekt i Norden

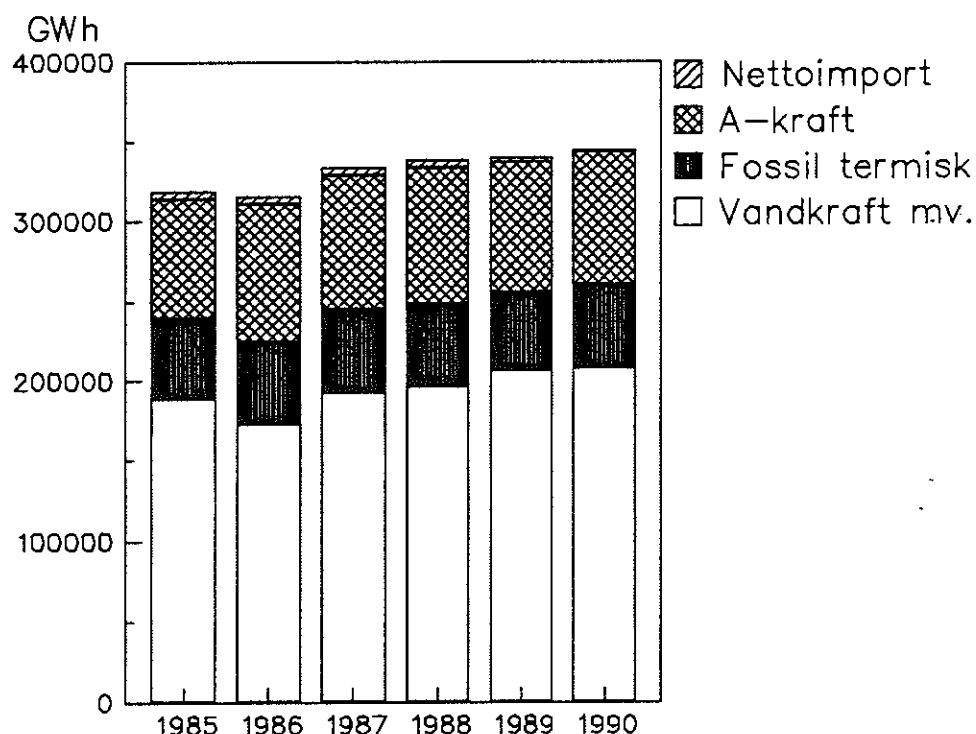
i Norden, og udgjorde i 1990 208 TWh ud af en total elproduktion på 344 TWh, svarende til 60%. Udnyttelsen af vandkraft finder sted i Norge, Sverige, Finland og Island. Vandkraftens dominerende stilling og dens årlige variationer fremgår tydeligt. Årene 1985, 1986 og 1987 var ret tørre år, medens de tre følgende år har været meget vandrige. 1991 er igen et tørt år med en betydelig reduceret produktion på de norske vandkraftanlæg.

A-kraft-baseret elproduktion finder sted i Sverige og Finland og udgjorde i 1990 83 TWh svarende til 24% af den totale elproduktion i de nordiske lande.

Produktion af el på termiske kraftværker finder sted i Danmark, Finland og Sverige og udgjorde i 1990 52 TWh svarende til 15% af den totale elproduktion i Norden.

Import og eksport af el fra Nordel-området forgår via transmissionslinierne til Rusland og Tyskland. I 1990 var import og eksport lige store, da den danske eksport til Tyskland var lige så stor som Finlands import fra Rusland. Den finske import har været konstant i en årrække, hvorimod den danske eksport til Tyskland normalt er mindre, men afhænger af markedsforholdene.

Af det samlede elforbrug i Nordel-området går godt halvdelen til husholdninger og service, 1% til transport og knap halvdelen til industri, men der er store forskelle mellem landene. Industriforbrugets andel er størst i Island og Finland med henholdsvis 66% og 57%. I Norge og



Figur 5.3. Elproduktion i Norden

Sverige udgør industriforbruget 47% og 42%, medens industriforbruget i Danmark kun udgør 31%. Forbruget pr. indbygger - eksklusiv tilfældig kraft til elkedler - varierer fra 6000 kWh i Danmark til 23.400 kWh i Norge, de øvrige lande bruger mellem 12.500 og 16.400 kWh pr. indbygger.

Fra 1985 til 1990 er den samlede eleffekt forøget med knap 10%. Modtryksanlæg til industri og fjernvarme viser den største vækst og kondensanlæg den laveste, medens stigningen i vandkrafteffekt svarer til gennemsnittet. Stigningen i middelårsproduktion, der i højere grad er et mål for kapaciteten der kan sammenlignes med termisk effekt, er imidlertid kun vokset med 4-5%.

Den samlede elproduktion er steget med godt 10%, der er jævnt fordelt på de forskellige produktionsanlæg. Der er en usikkerhed i fordelingen af den danske kraftvarmeproduktion, som er nærmere omtalt i afsnit 5.3.5.

Den samlede effekt af besluttede større kraftstationer i perioden 1991-97 er betydeligt lavere end effektstigningen i perioden 1985-90. En stor del af væksten er konventionelle kondensanlæg, der for Danmarks vedkommende også omfatter de større udtagsanlæg.

Tabel 5.1. Eleffekt og -produktion i Norden 1985

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Effekt, ialt, MW	8223	11210	921	23803	33203	77360
Vandkraft	8	2510	752	23492	15690	42452
Vindkraft						0
Modtryksanlæg, fjernvarme	357	1700			2469	4526
Modtryksanlæg, industri		1190		198	882	2270
Kondensanlæg, proces		110		54		164
Kondensanlæg, A-kraft		2310			9455	11765
Kondensanlæg, konventionel	7571	2480	19	24	2932	13026
Gasturbine. dieselanlæg	287	910	150	35	1775	3157
Middelårsprod. vandkraft	20	11950	4200	102430	62175	180775
Middelårsprod. vindkraft						0
Produktion, ialt, GWh	26005	47098	3837	103190	132301	312431
Vandkraft	28	12168	3663	102851	70131	188841
Vindkraft						0
Modtryksanlæg, fjernvarme	4500	5771			2839	13110
Modtryksanlæg, industri	256	6295		163	2536	9250
Kondensanlæg, proces		350				350
Kondensanlæg, A-kraft		17987			55897	73884
Kondensanlæg, konventionel	21112	4385		83	842	26422
Gasturbine. dieselanlæg	109	142	174	93	56	574

Kilde: Nordel. Årsberetning 1985

Tabel 5.2. Eleffekt og -produktion i Norden 1990

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Effekt, ialt, MW	9153	13463	911	26889	34189	84605
Vandkraft	10	2705	752	26610	16331	46408
Vindkraft	330			1	8	339
Modtryksanlæg, fjernvarme	465	2660			2539	5664
Modtryksanlæg, industri	138	1910		165	993	3206
Kondensanlæg, proces		120		54		174
Kondensanlæg, A-kraft		2310			9970	12280
Kondensanlæg, konventionel	7911	2916		24	2641	13492
Gasturbine. dieselanlæg	299	842	159	35	1707	3042
Middelårsprod. vandkraft	35	12320	4200	107988	63230	187773
Middelårsprod. vindkraft	660			2	16	678
Produktion, ialt, GWh	23895	51718	4447	121601	142157	343818
Vandkraft	27	10823	4159	121137	71459	207605
Vindkraft	515			0	4	519
Modtryksanlæg, fjernvarme		8587			2070	10657
Modtryksanlæg, industri	360	7744		221	3070	11395
Kondensanlæg, proces		454		0		454
Kondensanlæg, A-kraft		18127			65250	83377
Kondensanlæg, konventionel	22993	5972	0	116	252	29333
Gasturbine. dieselanlæg	0	11	288	127	52	478

Kilde: Nordel. Årsberetning 1990

Tabel 5.3. Besluttete større kraftstationer 1991-97

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Effekt, ialt, MW	917	852	150	813	459	3191
Vandkraft		94	150	813	70	1127
Vindkraft	25					25
Modtryksanlæg, fjernvarme	72				78	150
Modtryksanlæg, industri						0
Kondensanlæg, proces						0
Kondensanlæg, A-kraft					11	11
Kondensanlæg, konventionel	820	758			300	1878
Gasturbine. dieselanlæg						0
Middelårsprod. vandkraft		212	750	1511	145	2618
Middelårsprod. vindkraft	50					50

Kilde: Nordel. Årsberetning 1990

5.3. Elsystemet i de nordiske lande

I de følgende afsnit beskrives samspillet mellem og styringen af de forskellige elproduktionsteknologier og transmissionsmuligheder mellem det nordiske elsystem og nabolandene, og en række tekniske og økonomiske nøgleparametre fremhæves.

Bilag A indeholder tabeller over de vigtigste tekniske og data for en række traditionelle og nye elproducerende teknologier baseret på Teknologikataloget fra det nordiske samarbejdsprojekt "Miljö och energi i Norden" (ref. 20).

5.3.1. Drift af det nordiske elsystem

Energibegrænset kontra effektbegrænset elproduktion

Elproduktionsteknologierne i Norden kan opdeles i energi- og effektbegrænsede teknologier. Vind- og vandkraft og til dels biomasse er energibegrænsede elproduktionsteknologier, idet det ikke er den installerede effekt, der giver den øvre grænse for elproduktionen, men mængden af tilgængeligt "brændsel", dvs. vindforhold og nedbørs- og biomasse-mængder.

Termiske og nukleare kraftværker er effektbegrænsede, idet disse værker i princippet på ethvert tidspunkt kan yde maksimal effekt. Det er således kun den installerede effekt, der sætter den øvre begrænsning i elproduktionen fra disse værker.

Sondringen mellem energi- og effektbegrænsede elproduktionsteknologier viser sig også at gælde de økonomiske karakteristika for værkerne. Set over anlæggenes levetid er kapitalomkostningerne for energibegrænsede kraftværker langt større end driftsomkostningerne. Tilmed er driftsomkostningerne for vindmølleparker og vandkraftværker kun svagt afhængig af elproduktionen på værkerne, idet vedligeholdelses- og bemandingsomkostninger, er dominerende. For termiske værker hersker det modsatte forhold. Her er kapitalomkostningerne, set over værkets levetid, meget mindre end driftsomkostningerne, som hovedsagelig dækker brændselsindkøb.

Kernekraftværker er en undtagelse fra ovenstående, idet det teknologisk set er en effektbegrænset teknologi, men kapitalomkostningerne for kernekraftværker er betydeligt større end for øvrige termiske værker.

Disse forskelle giver anledning til at driftsstrategierne for det samlede elsystem er meget afhængig af fordelingen mellem energi- og effektbaserede kraftværker. Desuden skal driften tilrettelægges efter specifikke tekniske forskelle mellem de forskellige forsyningssystemer.

Driftsplanlægning

Elforbruget varierer fra sekund til sekund, på døgnbasis og på månedsbasis, hvilket stiller tekniske og styringsmæssige krav til elproduktionsenhederne, der indgår i elnettet.

De sæsonmæssige reguleringer af elforsyningen planlægges p.t. forud, under hensyntagen til revisionsplaner, import/eksport-aftaler og de til rådighed værende vandmængder i sæsonlagrene.

Den overordnede del af denne planlægning foregår i Nordel-regi for at sikre at Nordel-systemet konstant råder over tilstrækkelig reservekapacitet og undgår flaskehalse i transmissionssystemet.

Trods denne planlægning har der dog været situationer i de meget vandrige år, hvor potentiel el fra vandkraft ikke har kunnet udnyttes p.g.a. den begrænsede overførselskapacitet mellem landene og manglende afsætningsmuligheder. Man har derfor været nødsaget til at lade van-

Tabel 5.4. Spildt vandkraft og nedreguleret kernekraft

År	Spildt vandkraft	Land	Nedreguleret kernekraft	Land
1990	7 TWh	Norge	6 TWh	Sverige
1989	6 TWh	Norge	9 TWh	Sverige
1988	-	-	< 1 TWh	-
1987	< 1 TWh	Finland Sverige	3 TWh	Sverige
1986	-	-	0.8 TWh	-
1985	-	-	4.5 TWh	Sverige

dressourcer løbe forbi driftsklare turbiner.

Af samme grund har kernekraftværker måttet nedreguleres, på trods af samtidig termisk elproduktion i andre nordiske lande, som vil være billigere at nedregulere end kernekraftværker.

Umiddelbart kunne dette forhold give anledning til ønsket om en øget udbygning af transmissionsnettet. Imidlertid vil det være vanskeligt at foretage udbygningen alene med henblik på at klare disse situationer, da de kun forekommer lejlighedsvist og er karakteriserede ved høje effekter i korte perioder. At der forekommer vandspild og nedregulering af kernekraft kan dog være en medvirkende årsag til en øget udbygning af transmissionsnettet, som også giver en større forsyningssikkerhed i vandkraftdominerede regioner i tørre perioder.

Hurtige op- og nedreguleringer af eleffekten udføres, hvis det er muligt, med vandkraftenheder, idet det for de fleste vandkraftværker er muligt at gå fra nul til fuld kapacitet på få minutter, afhængig af værkets alder og bemanning. Op- og nedregulering af større termiske kraftværker kan vare flere timer. I elnet, hvor vandkraft ikke er til rådighed til at udføre denne hurtige regulering, er det derfor nødvendigt at have termiske værker kørende som "rullende" reserve, hvilket bevirker en forringelse af driftsøkonomien for disse.

I Nordel-samarbejdet er det pålagt de enkelte lande at stille en vis reservekapacitet af ovennævnte art til rådighed for nettet. Sker der driftsafbrydelser på et kraftværk eller en transmissionsledning indkobles reservekapaciteterne på nettet indtil det uheldsramte elforsyningsselskab selv har den fornødne reservekapacitet startet op. Indkoblingen af reservekapacitet sker, i det omfang det er teknisk muligt, altid i rangorden efter stigende marginalomkostning.

I det fremtidige indre energimarked, vil lignende ordninger også være nødvendige for at kunne sikre en stabil elforsyning. Disse aspekter af forsyningssikkerheden er behandlet i afsnit 4.3.4.

I de følgende afsnit beskrives de tekniske og økonomiske karakteristika for de enkelte elforsyningsteknologier, samt berøringsflader der vil være mellem disse og det indre energimarked. Et vigtigt punkt i

denne diskussion er således indpasningen af de enkelte teknologier i et samlet elsystem, baseret på markedskræfter, samt hvilke krav og muligheder der vil være for styringen af disse.

5.3.2. Vandkraft

Udnyttelsen af vandkraft er afhængig af nedbørsmængder, som varierer fra år til år og varierer med årstiden, og afhænger af lagringsmuligheder i vandreservoirer. Vandreservoirernes lagerkapacitet er bestemmende for den sæsonmæssige udjævning af elproduktionen, og for udjævningen af forskelle i nedbør fra år til år.

Nedbørsvariationer

I de nordligste egne af Norden kulminerer mængden af nedbør og smeltevand i perioden maj til oktober, og i den vestlige del medfører den varme og fugtige luft fra Nordsøen store nedbørsmængder, også i efteråret og den tidlige vinter.

Overførsel af el fra vandkraftregioner til termiske regioner sker i reglen i følgende situationer:

- På våde år med overskud af vand i vandreservoirerne.
- I foråret og efteråret, hvor der er forholdsvis store vandmængder til rådighed, p.g.a. smeltevand og nedbør.
- På spidslasttidspunkter

I perioder med lavlast og i tørre år sker der overførsel af el fra regioner med termiske værker til regioner med vandkraft.

Det er karakteristisk for nedbørsmønstret i Norden, specielt for Norge, Sverige og Finland, at vandrige og vandfattige år forekommer samtidigt. Oversigt over vandkraftproduceret el i Norden er gengivet i afsnit 5.2.

Reservoirtyper og styring

Der skelnes grundlæggende mellem to typer reservoirer i vandkraftanlæg. Sæsonlagre, som typisk er højtliggende, indeholder store vandmængder og udjævner variationerne i nedbøren mellem årstiderne, og korttidslagre, som er mindre og typisk bruges til at følge de døgn- eller ugemæssige variationer i elforbruget.

For at opnå størst mulig elproduktion er det vigtigt, at driften af vandkraftværkerne tager hensyn til vandstandene i reservoirerne, så reservoirerne ikke kommer under minimum-vandstanden og ikke overfyldes. Samtidig skal det sikres, at de enkelte kraftstationer tilføres en vandmængde, som giver størst mulig virkningsgrad i den enkelte turbine. Vandtilstrømningen til reservoirerne kan variere meget fra år til år.

Ud over den almindelige styring af elproduktionen fra vandkraftværkerne, er det muligt v.h.a. vandkraft at lagre el, (eng.: pumped storage). Lagringen foregår ved, i perioder med lav pris for el (grundlasttidspunkterne) i elsystemet, at pumpe vand fra et lavereliggende reservoir til et højereliggende. Den oppumpede vandmængde udnyttes på et senere tidspunkt, når elprisen er høj. Om det på et givet tidspunkt er økonomisk rentabelt at pumpe vandet op i et højereliggende reservoir fastslås i princippet ved at sammenligne elprisen på dette tidspunkt med den forventede elpris i spidslasttidspunktet. Er differencen større end omkostningerne ved pumpningen, er det økonomisk rentabelt. Pumpekraft kan anvendes til at udjævne svingningerne i elproduktion for de termiske værker, hvilket som nævnt har en positiv virkning på driftsøkonomien for disse.

Systemet udnyttes meget lidt i Norden, hvilket til dels skyldes topografiske forhold ved vandkraftanlæggene. I Norge, som er det eneste land hvor pumpekraft forekommer, anvendtes i 1990 259 GWh af 6359 GWh tilfældig kraft til pumpning. Den resterende tilfældige kraft blev afsat i elektriske kedler.

En lignende reduktion i svingningerne i termisk elproduktion har igennem en årrække været mulig i det danske Elsam-område, via jævnstrømforbindelsen til Norge. I spidslasttidspunkterne har Elsam importeret el fra Norge, som den følgende nat er blevet udlignet gennem overførsel af el fra Elsam til Norge. I denne sammenhæng har der således ikke været anvendt pumpning, men buffervirkningen er opstået ved, at Norge har kunnet opspare vandet om natten til spidslasttidspunkterne den følgende dag.

Etablering af pumpekraftanlæg kan muligvis blive aktuelt i fremtiden, idet der vil være et stigende behov for buffervirkninger i elsystemet. Den forøgede og mere fleksible handel vil skabe interesse omkring ellagring, svarende til interessen for gaslagring, af hensyn til forsyningssikkerheden.

På lang sigt vil det være et muligt alternativ at producere brint v.h.a. overskudsel. Brinten kan sæsonlagres næsten tabsfrit og senere anvendes til elproduktion og vil være reguleringsmæssigt lige så attraktivt som direkte vandkraft. Brintteknologien kræver ikke de samme særlige topografiske forhold til reservoirer opfyldt og vil være et mere energitæt lager end et tilsvarende vandreservoir. En nærmere diskussion af dette emne falder uden for emnet i denne rapport, men er belyst i et igangværende projekt under det danske energiforskningsprogram (ref. 21).

Elpris ved import/eksport i Nordel-området

Samarbejdet i Nordel har været baseret på filosofien om at udnytte de enkelte landes fordele og ulemper for at opnå et samlet teknisk og økonomisk velfungerende elsystem. Dette udgangspunkt har medført, at handel med el har været baseret på at dele hhv. omkostninger og

fortjeneste mellem de involverede lande. Denne form for prisfastsættelse (midtpriismetoden) har været mulig, idet elselskaberne har anvendt samme standard for beregning af marginalomkostninger ved elproduktion på en given enhed.

Indgåelse af en midtprisaftale om eludveksling mellem to elproducenter kan f.eks. foregå således:

Elproducent A har en produktionspris på 12 øre. Samtidig ved A, at producent B på samme tidspunkt har en produktionspris på 14 øre. Producent A tilbyder da, at overtage B's produktion til en pris på 13 øre, og hver part tjener/sparer derved 1 øre pr. kWh.

I hele Nordel-systemet er de marginale omkostninger for elproduktion således kendte af alle aktører på markedet, og den overordnede optimering af det samlede elsystem kræver således, at kraftværkerne kobles ind på nettet i rækkefølge efter stigende marginalomkostninger. For Norden betragtet som en samlet enhed fås dermed den økonomisk mest fordelagtige elproduktion til ethvert tidspunkt.

Som nævnt er driftsøkonomien for vandkraftværker karakteriseret ved næsten udelukkende at være kapitalomkostninger, mens driftsøkonomien for termiske kraftværker i høj grad afhænger af variable omkostninger til dækning af brændselsindkøb. Dette forhold indebærer, især i perioder med middel vandstand i reservoirerne, at værdien af vandkraftproduceret el i fastsættes efter prisen for den el, der kan substitueres med vandkraft. I vandrige år, med fyldte magasiner vil "vandværdien" dog være lav, medens i tørre år og på spidslasttidspunkter vil vandværdien være høj. I lande med vandkraft (Norge, Sverige og Finland) simulerer de enkelte elforsyningsselskabers driftsledelse løbende driften af vandkraftværkerne ud i fremtiden under hensyntagen til forventede nedbørsmængder og forventet elforbrug. For at vurdere om det er økonomisk mest fordelagtigt at producere til markedsprisen eller vente til prisen bliver højere. Risikoen ved sidstnævnte mulighed er at reservoirerne når den øvre vandstand på et tidspunkt, hvor prisen er lavere og/eller manglende afsætningsmuligheder, hvilket leder til vandspild. Omvendt kan for stor elproduktion fra vandkraftværkerne senere lede til vandmangel med deraf følgende merudgifter til import af el fra regioner med termisk elproduktion.

Midtprisprincippet er meget fordelagtigt i systemer med fuldstændig åbenhed, specielt i elsystemer i opbygningsfasen, som det var tilfældet i Norden, da Nordel-samarbejdet blev startet. Imidlertid medfører det på længere sigt at større investeringer, som for landene eller de enkelte selskaber isoleret betragtet vil være fordelagtige, ikke kan igangsættes. Det skyldes, at en investor (elselskabet) i et land der importerer, kun betaler 50 % af den reelle forskel mellem egen marginal produktionspris og importpris fra et naboland. Dette forhold gælder også den anden vej, idet eksportlandet kun får halvdelen af den fortjeneste, der principielt er mulig ved eksport til et land med højere marginalpris på el. Dette forhold forstærkes yderligere af at midtprisprincippet anvendes hver

gang el transmitteres fra et forsyningsselskab til et andet. Derved forringes f.eks. Norges konkurrenceevne over for handel med Tyskland betydeligt, idet enten Sverige eller Danmark er transitland, og prisen derfor bestemmes via to midtpriser, én mellem Norge og transitlandet og én mellem transitlandet og f.eks. Tyskland.

I et indre energimarked, med fri markedsdannelse, vil det ikke være muligt at fastlægge standarder for marginalprisberegninger, som alle markedsdeltagere vil følge. Elmarkedet vil blive præget af et spotmarked for el, hvor der til ethvert givet tidspunkt vil være en markedspris. Midtprismetoden er i et sådant marked uegnet til prisfastsættelse, idet lande der nettoeksporterer (f.eks. Norge) vil blive forfordelt medens lande, som i udpræget grad vil være transitlande, (f.eks. Danmark og Sverige), vil blive særligt begunstigede.

5.3.3. Vindkraft

Vindenergi udnyttes hovedsageligt i Danmark, hvor vindkraft udgør ca. 2% af forbruget, men kan udgøre en betydelig andel af den samlede elproduktion i lavlastsituationer. Vindenergi er som tidligere nævnt en energibestemt elproduktionsteknologi, idet elproduktionen fra vindmøller til et givet tidspunkt er bestemt af vindforholdene. Generelt gælder for vindmøllerne, at de er decentralt placeret i elnettets yderområder, hvorved det hovedsageligt er det lokale elbehov som substitueres. En effektiv udnyttelse af vindenergi er dog afhængig af mulighederne for at optage elproduktionen i det eksisterende forsyningsnet.

I forbindelse med vedtagelsen af udbygningsplaner for vindkraft, har effektiviteten af vindkraft været diskuteret en del. Disse diskussioner har gerne været ført ud fra en lokal betragtning om effektbalance, for at vurdere hvor stor en del af den termiske kapacitet der i givet fald vil kunne erstattes med vindkraft. Resultaterne af disse vurderinger er ofte resulteret i pessimistiske skøn over mulighederne for indpasning af vindkraft, men lokale undersøgelser giver ikke et dækkende billede da elsystemet bør betragtes som en sammenhængende enhed. Det påpeges således f.eks. hos M. Grubb (ref. 22), at alene brændselsbesparelsen ved udbygningen med vindmøller (- og andre vedvarende energibestemte elproduktionsteknologier) ofte er tilstrækkelig til at berettige investeringen, selv uden at den installerede effekt på termiske kraftværker reduceres nævneværdigt.

For moderat udbygning med vindkraft vil svingningerne i ydelsen fra vindkraftanlæggene ikke variere mere end svingningerne i forbruget, og samtidig er der en vis sammenhæng mellem forbrug af el og vindkraft, idet det i Norden typisk blæser mest om vinteren.

5.3.4. Biobrændsler

Anvendelsen af biobrændsler til elproduktion kan af flere grunde forventes at blive yderligere udbredt i Norden. På nuværende tidspunkt er det især Finland, der anvender biobrændsler i form af tørv og affald fra træ- og papirindustrien, men potentialet i de øvrige nordiske lande er stort m.h.t. udnyttelse af husholdningsaffald og restprodukter fra bl.a. landbrugssektoren.

I forbindelse med udnyttelse af husholdningsaffald løses samtidigt en del forureningsmæssige problemer, idet restprodukterne fra biogasproduktionen som regel kan anvendes til gødning og luftforurening fra forbrændingsanstalter reduceres. De samfundsøkonomiske omkostninger og besparelser ved udnyttelse af biogas belyses bl.a. i et igangværende dansk projekt (ref. 23). Heri konkluderes bl.a. at ca. 25% af den samfundsøkonomiske gevinst for etableringen af biogasanlæg findes som sparede udgifter til affaldsdeponering m.m.

El produceret fra biobrændsler er mindre energibestemt end vindkraft, idet der på de fleste biobrændselskraftværker vil være en buffervirkning i form at enten lager af biobrændsel eller biogas. Elproduktionen kan således i et vist omfang reguleres og f.eks. anvendes på spidslasttidspunkter. Elproduktion med biobrændsel vil således have effektværdier, der ligger nær effektværdierne for konventionelle termiske kraftværker.

Udnyttelsen af biogas vil i de fleste tilfælde være baseret på etableringen af decentrale enheder. Herved bliver det muligt at etablere decentrale kraftvarmeværker baseret på biobrændsler fra lokalområdet. Disse anlæg vil være rentable i de fleste mindre byer, men der kan dog være store lokale forskelle i tilgængeligheden af biobrændsler og befolkningstætheden.

5.3.5. Kraftvarme

Ifølge Nordelstatistikken blev godt 10% af elektriciteten i de nordiske lande produceret på modtryksanlæg i 1990. Heraf var halvdelen på industrielle modtryksanlæg og halvdelen på fjernvarmeanlæg. Nordelstatistikken undervurderer imidlertid omfanget af kraftvarmeproduktion, idet modtryksproduktionen til fjernvarme fra de danske udtagværker, der er en yderst vigtig del af dansk el- og varmeproduktion, ikke er opført selvstændigt. Det drejer sig om en elproduktion på ca. 8 TWh eller ca. 4% af den samlede elproduktion i Norden, der er opført som produktion på konventionelle kondensværker; men som i virkeligheden er modtryksproduktion. Det betyder at lidt over halvdelen af den fossile termiske elproduktion i Norden er modtryksproduktion, der er bundet til varmeproduktion til et lokalt marked.

Modtrykssværker til industri eller fjernvarme

Til industriel kraftvarme og til fjernvarme i mindre kraftvarmeområder leveres varmen overvejende fra modtryksanlæg, der er dimensioneret efter behovet for damp eller varmt vand. Modtrykssværket kan drives på flere måder. Driften kan fuldt ud bestemmes af det lokale damp- eller varmebehov, hvorved elproduktionen bliver et slags biprodukt. Det er også muligt at dimensionere og drive værket således at der produceres el på de tidspunkter, hvor den har størst værdi. Her kan et varmelager udnyttes på den måde, at modtryksanlægget kun drives i perioder med stor elbelastning, medens der trækkes på varmelageret i perioder med lavere elbelastning. Denne driftsstrategi udnyttes blandt andet på Herningværket i Danmark, der er et kulfyret modtrykssværk opført til at forsyne et fjernvarmeområde, der forsyner et fjernvarmenet i flere byer med tilsammen ca. 50.000 indbyggere inden for en afstand på ca. 15 km. De mindre, decentrale kraftvarmeværker fyret med naturgas og biobrændsler, der i disse år opføres i Danmark, følger ofte denne driftsstrategi.

Udtagsværker

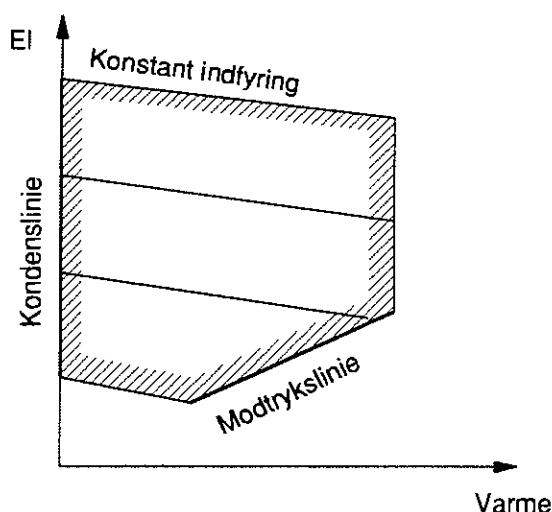
Hovedparten af kraftvarmen i Danmark leveres imidlertid fra kondensværker med varmeudtag. Kun en del af disse værkers elproduktion bliver bundet til det lokale varmemarked, medens de i kondensdrift indgår på lige vilkår med andre termiske kraftværker. Dette gælder især de danske udtagsanlæg, der leverer varme til de store sammenhængende kraftvarmeområder i og omkring København, Århus, Odense, Aalborg, Esbjerg, Trekantområdet og mindre byer omkring de øvrige store kraftværker. Siden slutningen af 70'erne har det været et hovedprincip ved lokaliseringen af nye kraftværker at det skulle levere varme til et større fjernvarmeområde.

Udtagsværkerne leverer ved modtryksdrift størstedelen af varmen til deres oplande. I perioder med lavt varmeforbrug kører disse anlæg overvejende i kondensdrift, da varmegrundlasten om sommeren i mange af disse byer leveres fra affaldsforbrænding og industriel overskudsvarme.

I perioder med stor varmeefterspørgsel køres der i stort omfang i størst mulig modtryksdrift. Denne modtryksproduktion repræsenterer en reservekapacitet for elsystemet, da der ved varmeproduktionen tabes op til ca. 20% af elkapaciteten. Ved at benytte et varmelager eller ved opstart af varmespidslastanlæg vil denne kapacitet være til rådighed for elproduktion.

Den fleksible sammensætning af el- og varmeproduktionen på udtagsanlæg er illustreret i figur 5.4. Modtryksproduktion af el og varme i et fast forhold finder sted langs modtrykslinien. De - oftest mindre - modtrykssværker er bundet hertil. Udtagsværkerne derimod har mulighed for at producere både i ren kondensdrift og i enhver kombination af el og varme inden for det skraverede område. Varmele-

verancen er ikke et frit gode, men betyder at elproduktionen reduceres med typisk 20%. Ved en optimering af elsystemet kan varmeleverancen derfor modelleres som en konvertering af el til varme med en høj virkningsgrad (typisk ca. 4,5), svarende til den reciproke værdi af hældningen på linien der angiver konstant indfyring - i dansk kraftvarmeterminologi oftest betegnet som c_v -linien.



Figur 5.4. Produktionsområder for el og varme fra et kraftvarmeværk med udtagsturbiner.

Udtagsværker der forsyner store sammenhængende fjernvarmeområder findes ikke i de øvrige nordiske lande. I ingen af de andre lande er der fossilt fyrede kondensværker der drives som grundlastanlæg.

Kernekraftværker kan godt forsynes med varmeudtag og levere til et større fjernvarmeområde, men eksemplerne herpå er få. Det skyldes ikke kun at det vil kræve lange transmissionsledninger; men også at kernekraftværkerne termodynamiske variable er ringere end kulskraftværkernes. Tabet af el ved varmeproduktionen bliver derved forholdsvis stort, og da dette tab skal dækkes af de marginale elproduktionsanlæg forsvinder fordelene ved varmeleveringen, medmindre der i elsystemet ofte sker nedregulering af kernekraftværker.

Nye mere effektive fossilt fyrede kondenskraftværker vil også kunne opføres som udtagsværker; men fordelene bliver ikke så store som på traditionelle anlæg, fordi en større del af energien nu udnyttes til elproduktion.

Kraftvarme i elsystemet

I perioder med stort varmeaftag kan der forekomme en modtryksproduktion af el, der er større end efterspørgslen i det pågældende forsyningsområde, f.eks. Elsam, såkaldt "overløb". Dette har i perioder været omtalt som et problem i den danske eldebat, men omtales ikke i

Nordels årsberetninger. "Overløbs-el" fra kraftvarme kan imidlertid normalt afsættes til eksport, eller det kan undgås ved at nedregulere modtryksproduktionen og i stedet levere varmen fra varmelagre eller varmespidslastanlæg.

Kraftvarmeleverancen er ofte blevet betragtet som en binding for elsystemet, der begrænser mulighederne for at udnytte billig tilfældig el. Denne betragtning er ikke rimelig. Blot det er muligt at levere varmen på anden måde giver kraftvarmen nye kommercielle muligheder for producenten. Ved kraftvarmelevering reduceres marginalomkostningerne for elproduktionen, idet elproduktionen kan godskrives værdien af den leverede varme. Dette betyder at elproduktionen fra modtryksproduktion bliver lavere end kondensproduktion med samme brændselspris.

Mulighederne for at udnytte et kraftvarmepotentiale spiller således en stor rolle for det samlede elsystems økonomi og miljøkonsekvenser.

5.3.6. Kernekraft

Der findes ialt 16 kernekraftblokke i de nordiske lande fordelt på 6 værker. I Sverige findes 12 blokke fordelt på 4 værker og i Finland 4 blokke fordelt på 2 værker. Samtlige værker er letvandsreaktorer, enten trykvandsreaktorer eller kogendevandsreaktorer. To af de finske anlæg er af sovjetisk fabrikat, men med vestlige sikkerhedssystemer.

Kernekraftværkerne har samme funktion som andre termiske anlæg, men marginalomkostningerne er lavere end fossilt fyrede kondensværker. Opgørelsen af marginalomkostningerne rummer imidlertid helt specielle opgørelsesproblemer, da behandlingen af radioaktivt affald kræver betydelige omkostninger langt ud i fremtiden.

Det er vedtaget at de svenske værker skal være afviklet i 2010. En tidligere beslutning om at påbegynde afviklingen i 1995 er udsat indtil videre.

I Finland er der i 1991 indgivet ansøgning om tilladelse til opførelse af en femte blok, der skal placeres ved ét af de eksisterende værker. Ansøgningen omfatter en letvandsreaktor på ca. 1100 MW med mulighed for levering fra Sovjetunionen, Sverige eller Tyskland/-Frankrig.

Finansielt står kernekraften imidlertid dårligt internationalt. Nye kernekraftværker kan nok kun opføres af nationaliserede elselskaber, eller i det mindste med et stærkt statsligt engagement. Dette blev især illustreret, da den britiske regering i 1989 måtte opgive at privatisere kernekraftværkerne sammen med den øvrige elforsyningsindustri i England og Wales. Det var ikke muligt at skabe et finansielt grundlag for privatiseringen, væsentligst fordi skrotning af nedlagte kernekraftværker og håndtering og slutdeponering af brugt kernebrændsel ville pålægge ejeren fremtidige udgifter i et omfang det ikke var muligt at overskue. Samtidig blev planerne om 3 yderligere anlæg opgivet;

disse skulle følge efter Sizewell B, der var påbegyndt et par år i forvejen.

Selve størrelsen af kommercielle kraftreaktorer kan give problemer for indpasning af nye kernekraftværker i det nordiske elsystem. International standard er i dag trykvandsreaktorer på ca. 1300 MW. Det giver en årlig produktion på 9-10 Twh. Denne reaktortype er udviklet gennem et systematisk standardiseringsarbejde i Frankrig og Tyskland, og sikkerhed og økonomi vil tale imod at vælge reaktortyper, der er forskellige herfra, medmindre der internationalt udvikles og opføres nye og mindre reaktortyper.

De foreliggende planer om CO₂-afgifter i EF kan imidlertid være med til at forbedre det økonomiske grundlag for nye kernekraftværker.

5.3.7. Fossil termisk elproduktion

Anden termisk elproduktion fyret med kul, olie eller gas vil være overvejende være mellem- og spidslastanlæg. Kun i Danmark er der være basis for fossilt fyrede kondensanlæg som grundlastenheder, og da kun i det omfang mulighederne for fjernvarmeleverancer er udtømte.

Kul, olie og gasfyrede anlæg medfører betydelige miljøproblemer, der dog er blevet reduceret betydeligt gennem tekniske og administrative foranstaltninger. Kun CO₂-emissionerne findes der ikke umiddelbart nogen teknisk løsning på. Bekæmpelsen af luftforureningen giver imidlertid en række faste affaldsprodukter, der i nogen tilfælde repræsenterer et nyttigt biprodukt, i andre tilfælde må deponeres forsvarligt. Muligheden for at begrænse skadelige emissioner og anvendelsen af affaldsprodukter er derfor et væsentligt element ved beslutningen om nye værker og vilkårene for fortsat drift af eksisterende værker.

Kulfyrede kondenskraftværker med afsvovlingsanlæg og måske denoxanlæg må idag betragtes som en referenceteknologi for elproduktion i stor målestok. Denne teknologi anvendes typisk til sammenlignende omkostningsstudier for kernekraft, vedvarende energianlæg og nye teknologier. Meget tyder imidlertid på at kulfyrede kondensanlæg vil blive fortrængt af nye fossile teknologier som kulgassifikation eller "combined cycle". Også rene gasfyrede anlæg er interessante også som grundlastenheder, ikke mindst som følge af udviklingen i retning af en mere markedspræget elforsyning. Gasfyrede anlæg er relativt billige og hurtige at opføre. Det begrænser den finansielle risiko, og det kan kompensere for et måske noget dyrere brændsel. Gasfyring er også attraktiv på grund af lavere CO₂-emissioner end kulfyring. Til gengæld må man forvente at en massiv overgang til gasfyring i elproduktionen vil påvirke de relative brændselspriser.

Muligheden for at afsætte gas til elproduktion kan desuden spille en væsentlig rolle ved opbygningen af en gasinfrastruktur.

Opførelsen af nye elproduktionsanlæg i de store industrilande var indtil fornylig præget af nationale beskyttelsesordninger. Det var således karakteristisk at danske elværker kunne opføre kraftværker noget billigere end elværkerne i de større lande, fordi man havde opbygget en tradition for at indkøbe kraftværkskomponenter på et internationalt konkurrencemarked. Denne praksis vil også blive udbredt til andre lande som en følge af opbygningen af det indre marked. Samtidig må markedet forventes at blive teknologisk mere differentieret.

5.4. El- og gassystemerne i nabolandene

På gasområdet spiller nabolandene til Norden en afgørende rolle. Norsk gas afsættes i dag udelukkende uden for Norden og Finland importere hele sit forbrug fra Rusland. På elområdet er handlen med nabolandene beskeden i forhold til den indbyrdes nordiske handel; men der er betydelige muligheder for en udvidelse af handlen, der vil rumme både store kommercielle og miljømæssige fordele, ikke mindst efter åbningen af Østeuropa.

Storbritannien og vesteuropæiske kontinent

Norsk gas leveres til markederne i Storbritannien og på det vesteuropæiske kontinent i konkurrence med andre leverandører. Det er besluttet at øge kapaciteten fra Norge samtidig med at mulighederne fra andre leverandører også øges; men mulighederne for øget afsætning er til stede.

Schleswig-Holstein og Hamburg

Elforsyningen i Schleswig-Holstein varetages af PreussenElektra, der traditionelt har tætte forretningsforbindelser til Elsam. PreussenElektra ejer således halvdelen af Enstedværkets blok 3 på 630 MW. Der er i 1991 indgået aftaler mellem PreussenElektra og Elsam om opførelse af et 300 MW kulforgasningsanlæg ved Lübeck som et forsøgsværk og at man i 1995 beslutter opførelsen af et fælles kulforgasningsanlæg eller et kulfyret kraftværk på 600-900 MW på Enstedværket ved Åbenrå (ref. 24). PreussenElektra indgik i 1990 en samarbejdsaftale med Sydkraft og Vattenfall, der bl.a. indebærer planer om et kabel over Østersøen mellem Lübeck og Sydsverige.

Flensburg og Hamburg har udbyggede kraftvarmesystem, men i de øvrige byer spiller kraftvarmen en langt mindre rolle. Langs Elben er der 4 kernekraftværker med en effekt på tilsammen godt 4 GW, ellers er elforsyningen overvejende kulbaseret.

Som led i opbygningen af det danske gassystem blev der i samar-

bejde med Ruhrgas opført en gastransmissionslinie fra Hamburg til forsyning af det sydjyske område fra 1982 og Fyn fra 1983 indtil forbindelsen fra de danske gasfelter i Nordsøen blev etableret i 1984. Denne ledning anvendes idag til eksport af gas fra Danmark til Tyskland.

Mecklenburg-Vorpommern

Efter genforeningen bliver det østtyske område bliver hurtigst muligt forbundet med det vesttyske elsystem og hermed UCPTE-området. Arbejdet med fire 400 kV linier er i gang - i nord mellem Lübeck og Görries. Når de nye linier er på plads afskæres det gamle Østtysklands elforbindelser til Polen og Tjekkoslaviet.

Elforsyningen er ved at blive organiseret i regionale selskaber, hvor vesttyske elselskaber for en dominerende indflydelse, og kommunerne i områderne højst må få med 49%. For alle fem ny delstater er der dannet et overordnet selskab, VEAG. I den nordligste af delstaterne har Hamburgische Elektrizitätswerke overtaget indflydelsen i Schwerin-området og PreussenElektra i Rostock- og Neubrandenburg-områderne. Fjernvarme er meget udbredt, men ofte af dårlig kvalitet.

Forsyningsmæssigt står delstaten meget svagt efter lukningen af kernekraftværket ved Greifswald, der består af fire sovjetiske 440 MW trykvandsreaktorer, som også leverede fjernvarme. Efter opløsningen af DDR har der ikke kunnet etableres et nyt ejerskab, der kunne tage ansvaret for fortsat drift af værket, hvis sikkerhedsmæssige standard ikke svarer til vesttysk standard. Der findes nogle kraftvarmeværker ved de større byer, og et 500 MW kulfyret kraftværk er under opførelse ved Rostock med deltagelse af PreussenElektra, Bayernwerk og VEAG (ref. 25). Hovedparten af elforsyningen må i dag komme fra den sydlige del af det østtyske område. Elkraft i Danmark har indgået en aftale med Mecklenburg-Vorpommern og VEAG om at bygge et 500 MW kabel fra Gedser til Rostock, der skal finansieres af Elkraft og idriftsættes i midten af 90'erne.

Der er ikke naturgas i Mecklenburg-Vorpommern, men der er et omfattende net af bygas fra Salzwedel samt naturgas med lavt kalorieindhold. Denne forsyning er af dårlig kvalitet og der er ønske om at erstatte den med en højkalorie naturgasforsyning. Gassen anvendes fortrinsvis til køkkenformål og industri, kun i mindre omfang til opvarmning.

Polen

Elforsyningen er overvejende baseret på polske kul. Der var fire kernekraftblokke (sovjetiske trykvandsreaktorer à 465 MW) under opførelse ved Zarnowiec ved Østersøen med en kapacitet på tilsammen 1,9 GW og idriftsættelse mellem 1992 og 1995. Opførelsen blev standset i december 1989 på grund af pengemangel; ca. 40% af den første enhed var da opført (ref. 26).

el mellem Sverige og Polen. Dette ville give mulighed for at levere skandinavisk forureningsfri energi til det europæiske kontinent. Dette er imidlertid ikke en opgave for de nordiske elselskaber, der skal forsyne deres hjemmemarked med pålidelig og prisbillig el. Dette hensyn vil imidlertid blive tilgodeset, hvis polske kraftværker påtager sig at levere el til Sverige, samt at der sendes tilfældig svensk energi den modsatte vej (ref. 27).

Der er naturgasledninger fra Hviderusland og Ukraine til Warszawa og et område sydøst herfor.

De baltiske stater og Sankt Petersburg

Elsystemet i hele det tidligere sovjetiske Østersøområde fra Litauen til det Karelske Næs styres samlet fra Riga i Letland. Elforsyningen i de baltiske lande er stærkt centraliseret med hver sine miljøproblemer. I Estland domineres elproduktionen af to store termiske værker ved Narva på ialt 3000 MW baseret på olieskaller, der udvindes i området og medfører store miljøproblemer. Letlands energiforsyning domineres af tre vandkraftværker på floden Daugava på ialt 1700 MW. I Litauen ligger kernekraftværket Ignalina på 2500 MW og et oliefyret værk på 1800 MW. Ignalina kernekraftværket består af to reaktorer af RBMK-typen (samme type som Tjernobyl). Letland må importere en betydelig del af sit kraftforbrug, medens Litauen og Estland eksporterer kraft. Planer om yderligere udbygning af vandkraften i Letland er blevet stoppet på grund af miljøhensyn og offentlig modstand. Blandt mulighederne for at forsyne Letland med kraft undersøges også et kabel til Gotland (ref. 28).

Sankt Petersburg med omegn har en befolkning på størrelse med hele Finlands eller de tre baltiske lande tilsammen. En væsentlig del af elproduktionen i området er baseret på fire 1000 MW reaktorer af RBMK-typen. Der er en betydelig eksport af kraft til Finland, der gennem en årrække har ligget på 4-5 TWh.

Der er naturgasforsyning til alle større byer i de baltiske lande og i Sankt Petersburg, hvorfra der også leveres gas til Finland.

5.5. Udveksling af elektricitet

Figur 5.5 viser det samlede elforbrug i de nordiske lande opdelt efter produktionssted og produktionsmåde. Handlen ud af området er forsvindende, men mellem landene er der en omfattende udveksling, der er betinget af de forskellige produktionsformer. Ikke-fossil produktion omfatter især vandkraft og kernekraft, der har lave driftsomkostninger. Hovedparten af produktionen afsættes indenlandsk, men i våde år vil der være et betydeligt overskud der afsættes til Danmark og Finland til erstatning for fossilt fyret produktion. En del af den fossile

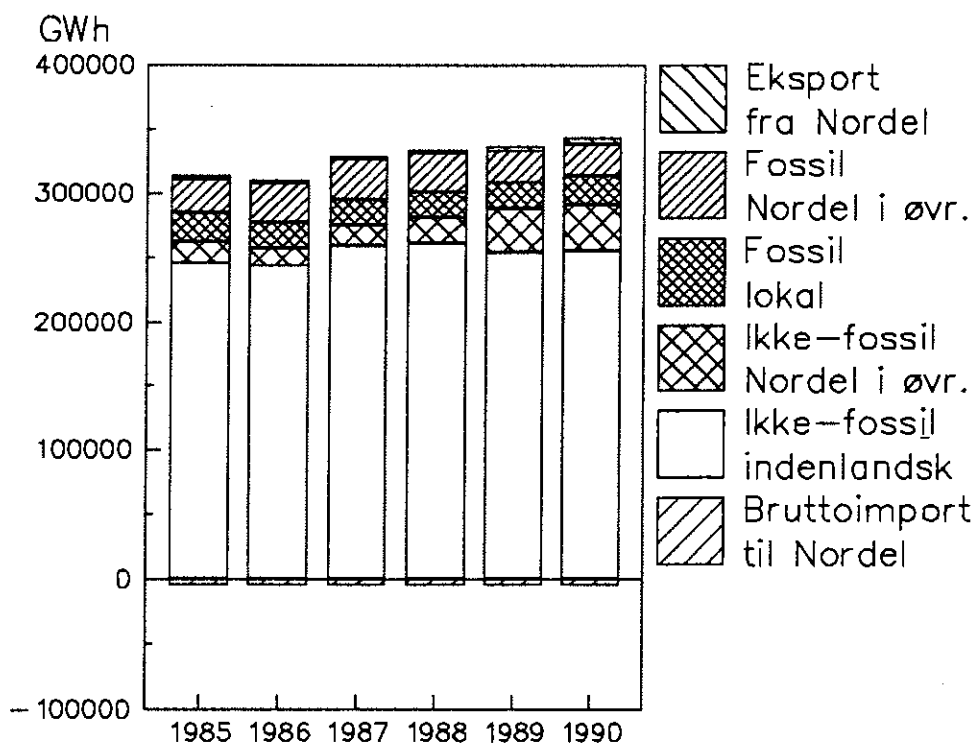
elproduktion er dog bundet til lokal afsætning, da der er tale om kraftvarme til fjernvarme- eller industriformål.

5.5.1. Handelsmønstret for elektricitet i Norden

Hovedmønstret i eludvekslingen mellem de nordiske lande indbyrdes og nabolandene har i perioden 1985-90 været:

- Import til Finland fra Sovjetunionen
- Import til Danmark fra Norge og Sverige
- Eksport fra Danmark til Tyskland

Udvekslingerne mellem Norge og Sverige har været mere skiftende afhængig af nedbørsforhold. I 1985 var der stort set ligelig udveksling, men store leverancer fra Norge til Sverige i vintermånederne og omvendt i sommermånederne. I 1986 dominerede leverancerne fra Sverige til Norge. I 1987 var situationen som i 1985 men med mindre udsving. I de sidste tre år har der i næsten alle måneder været leverancer fra Norge til Sverige, størst i sommermånederne. Eksport fra Danmark til Sverige er forekommet i nogle vintermåned i årene 1985-87. I våde år har overførselskapaciteten begrænset handlen med-el fra Norge og Sverige gennem Jylland til Tyskland. Der er derfor en række projekter om udvidelse af kapaciteten.



Figur 5.5. Elproduktion og -import

5.5.2. Nye transmissionsforbindelser

De geografiske forhold i Norden betyder at eltransmission mellem landene oftest kræver anlæg af søkabler eller lange transmissionsforbindelser over land.

Tabel 5.5. Overførselskapaciteter i Norden 1990

Fra/til:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Andre lande
Danmark			510	1670	1200
Finland			50	1235	600
Norge	500	50		2070	
Sverige	1600	1435	2250		
Andre lande	1200	1000			

Kilde: Nordel. årsberetning 1990

Storebælt

Danmark er elmæssigt opdelt i to områder. Vest for Storebælt varetager Elsam samordningen og driften af elsystemet, mens den tilsvarende funktion øst for Storebælt varetages af Elkraft.

Elsam er forbundet med det vesteuropæiske samkøringsnet via vekselstrømsforbindelser til Tyskland, medens Elkraft er forbundet til del skandinaviske net via vekselstrømsforbindelser til Sverige. De to samkøringsnet er forbundet med jævnstrømsforbindelser mellem Elsamområdet og Sverige og Norge.

Planerne om en jævnstrømsforbindelse over Storebælt er gamle. Fordelen ved en forbindelse begrænses af at de to systemer på hver side ligner hinanden meget. De to selskabers interesser er ikke sammenfaldende. Elkraft har en væsentlig interesse i forbindelser til anden side end Sverige, hvorimod Elsam allerede har forbindelser til både Norge, Sverige, og Tyskland med overførselskapaciteter der er betydelige sammenlignet med områdets produktionskapacitet og ellast.

Østersøen

Svenske Sydkraft og Vattenfall sluttede i 1990 en samarbejdsaftale med PreussenElektra, der bl.a. indebærer et kabel over Østersøen. I foråret 1991 sluttede Elkraft en lignende aftale med det nye tyske selskab VEAG om levering af strøm til det gamle Østtyskland, og et kabel planlægges idriftsat i 1996, (ref. 29). Kablet mellem Danmark og Tyskland planlægges anlagt mellem Gedser og Rostock og vil få en overførsels-

kapacitet på 600 MW; kablet skal bygges og finansieres alene af ELKRAFT og prisoverslaget er 1.5 mia. DKK.

Baggrunden for det dansk-tyske kabel er dels muligheden for at sende skandinavisk vandkraft til det gamle Østtyskland, dels en overkapacitet hos Elkraft og Elkrafts ønske om at undgå fortsat at være en isoleret del af det skandinaviske elsystem. Derimod er den svenske interesse primært at have mulighed for at købe strøm i tørre år, dernæst at kunne afsætte tilfældig kraft i år med overskud.

Nordsøen

Norske Statkraft har aftalt en hensigtserklæring om et samarbejde med det hollandske SEP, der kan betyde etableringen af en kabelforbindelse mellem Norge og Holland. Aftalen drejer sig om etableringen af et 500 MW jævnstrømskabel.

Skagerak

Skagerak-forbindelsen er en jævnstrømsforbindelse med en overføringssevne på 500 MW, som i 1976/77 blev idriftsat mellem Kristiansand i Norge og Tjele ved Viborg i Danmark. Forbindelsen består af to HVDC monopoler. Omkostningerne ved etableringen var dengang 750 mill.kr. I efteråret 1991 gennemføres en ændring af styringen af HVDC-ventilerne, hvilket dels er en teknisk levetidsforbedring af anlægget, men også medfører en forøgelse af overføringsevnen til 550 MW.

Statkraft og Elsam har besluttet at udbygge forbindelsen med en tredje pol på 440 MW. Denne udbygning, der omfatter bygning af nye omsætterstationer i Kristiansand og Tjele samt udlægning af et tredje kabel, blev godkendt af den danske energistyreelse 6. juni 1991 og af det norske Storting 19. juni. den nye pol til ca. 1,3 mia.kr. ventes taget i brug i efteråret 1993 (ref. 30).

Island-Skotland

Længden af et kabel fra Islands østkyst til nordspidsen af Skotland er ca. 950 km. Dybden som kablet ville ligge i er på mellem 400 og 500 meter det meste af vejen, men mellem Færøerne og Skotland ligger en godt 1000 meter dyb rende. denne dybde er omtrent det dobbelte af maksimaldybden for Skagerakkablerne. Kabelfabrikanter hævder at det ikke ville byde på større vanskeligheder at klare denne dybde.

Det anslås at Island har tilstrækkelige ressourcer til at eksportere af størrelsesordenen 15 TWh/år i de første årtier af det 21. århundrede. Dette modsvarer omkring 2000 MW overført effekt, eller 4 kabler med dagens teknologi. Prisen i Storbritannien skønnes af være på linie med prisen på el produceret ved kul eller kernekraft.

Andre muligheder for at udnytte de naturgivne energiresourcer i Island kan være kraftintensiv industri, hvis produkter kan eksporteres.

Tabel 5.6. Energiudveksling i Norden 1987-90

Fra/til:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Andre	Ialt
1990						
Danmark			7	220	4701	4928
Finland			2	361		363
Norge	3958	114		12329		16401
Sverige	7922	6356	399			14677
Andre lande	93	4617				4710
Total import	11973	11087	408	12910	4701	41079
Nettoimport	7045	10724	-15993	-1767		
1989						
Danmark			7	183	2014	2204
Finland			2	468		470
Norge	3784	177		11402		15363
Sverige	7782	4323	419			12524
Andre lande	95	4823				4918
Total import	11661	9323	428	12053	2014	35479
Nettoimport	9457	8853	-14935	-471		
1988						
Danmark			27	189	216	432
Finland				409		409
Norge	2287	5		4466		6758
Sverige	3475	3058	1138			7671
Andre lande	96	4728				4824
Total import	5858	7791	1165	5064	216	20094
Nettoimport	5426	7382	-5593	-2607		

Kilde: Nordel årsberetning 1990

En ny mulighed er fremstilling af brint, der kan anvendes på energimarkedet. Denne mulighed har i disse år stor forskningsmæssig interesse.

5.5.3. Anlægsomkostninger for eltransmissionsledninger

Den optimale størrelse for søkabler ser i øjeblikket ud til at ligge i størrelsesordenen 500 MW, og den tekniske udvikling går i retning af

Tabel 5.7. Energiudveksling i Norden 1985-87

Fra/til:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Andre	Ialt
1987						
Danmark			20	309	264	593
Finland				504		504
Norge	1359		1357	1357		4073
Sverige	2668	1355	2163			6186
Andre lande	146	4738	47			4931
Total import	4173	6093	3587	2170	264	16287
Nettoimport	3580	5589	-486	-4016		
1986						
Danmark			180	302	239	721
Finland				491		491
Norge	633			1026		1659
Sverige	1411	1646	3393			6450
Andre lande	122	4650	65			4837
Total import	2166	6296	3638	1819	239	14158
Nettoimport	1445	5805	1979	-4631		
1985						
Danmark			427	873	139	1439
Finland				881		881
Norge	995			3388		4383
Sverige	1870	1397	3408			6675
Andre lande	290	4182	49			4521
Total import	3155	5579	3884	5142	139	17899
Nettoimport	1716	4698	-499	-1533		

Kilde: Nordel årsberetning diverse årgange

større optimal overførselskapacitet. Hvis kablet skal gå over længere afstande, eller hvis det forbinder to forskellige samkøringsområder, må det udføres som en HVDC (High Voltage, Direct Current) forbindelse. Dette medfører betydelige udgifter til AC/DC omsætterstationer i hver ende. De samlede omkostninger for en ca. 30 km søforbindelse vil være omkring 1,5 mia. DKK. Teknologikataloget (ref. 31) angiver følgende omkostningsstruktur:

Elkabel, Danmark-Norge, 500 MW. Undersøisk elkabel fra Danmark til Norge. Inkl. landstation på hver side.

Investeringer:	Landstationer	1400 Mkr.
	Kabel	3,15 Mkr/km

Derimod peger nedenstående prisoverslag for Storebælt snarere på at fordelingen vil være ca. 1 mia. DKK for omsætterstationerne og ca. 0,5 mia. DKK for søkablet.

Et detaljeret prisoverslag for en jævnstrømsforbindelse findes i Storebæltsrapporten fra 1986 (ref. 32) vurderer en forbindelse på 300 kV med en overførselskapacitet på 350 MW. De samlede anlægsudgifter er opgjort til 820,9 mill. kr. i 1986-priser. Prisoverslaget er opdelt på følgende poster:

AC-koblingsstation, friluftsanlæg, dobbeltskinne, Sjælland		39,1 mill.kr.
AC-filtre + omformerstation inkl. transformere og DC-filter		191,6 mill.kr.
DC-linier:		
Luftlinie Sjælland	32,2 mill.kr.	
Søkabel	160,8 mill.kr.	
Luftlinie Fyn	73,4 mill.kr.	266,4 mill.kr.
Teleanlæg m.m. Sjælland		14,8 mill.kr.
Omformere inkl. transformere og DC-filter, Fyn + AC-filtre		198,2 mill.kr.
AC-transformerstation, friluftsanlæg, 2-brydersystem, Fyn		71,0 mill.kr.
Teleanlæg, Fyn		6,0 mill.kr.
Uforudsete		33,8 mill.kr.
Ialt 350 MW monopol		820,9 mill.kr.

"Der er i posten for søkabel medregnet et beløb på 20 mill. kr. til returkabel, Dette kabel skal under monopolær drift forhindre mulig korrosion på naturgaskrydsningen, hvis den mekaniske isolation og den galvaniske beskyttelse skulle være utilstrækkelig.

...

De anførte investeringer er de minimale investeringer for at etablere en Storebæltsforbindelse. Skal der til forbindelsen knyttes aftaler, eller forventes der betydelige energiudvekslinger, kan dette medføre behov for forstærkninger i vekselstrømsnettene i Elsam-området. Udgifterne hertil vil beløbe sig til ca. 55 mill. kr.

Til sammenligning med Storebæltsforbindelsen kan nævnes, at en vekselstrømsforbindelse over en tilsvarende afstand på land, og med omtrent samme overføringsevne (350 MW), koster ca. 70 mill.kr."

Den foreslåede, men aldrig gennemførte kabelforbindelse over Storebælt omfattede udover AC/DC omsætterstationerne et søkabel på knap 30 km. Den ville forbinde to elsystemer med nogenlunde samme struktur og marginalpriser. En væsentlig begrundelse for opførelsen skulle derudover være, at man kunne spare eller udsætte bygningen af nye værker. I rapporten anføres anlægsprisen for en 350 MW kraftværksblok

med varmeudtag og afsvovlingsanlæg til ca. 1,7 mia. kr. eller godt det dobbelte af prisen for kabelforbindelsen.

5.6. Mulighederne for udvidet handel

Mellem de nordiske lande er der på elområdet allerede gennem samarbejdet i Nordel opnået de effektivitetsfordele der er et væsentligt formål med EF's indre marked. Det samme gælder handelsforholdene mellem Danmark og Tyskland, men ikke mellem Finland og Rusland. På gasområdet er der kun opbygget en infrastruktur i Danmark og delvis i Sverige og Finland. Det er derfor kun i en mindre del af det nordiske område, hvor gassystemet har nået den modenhed, der har været forudsætningen ved formuleringen af reglerne for det indre marked.

Som led i opbygningen af et åbent internationalt energimarked i overensstemmelse med de overordnede principper for EF's indre marked, der samtidig skal tage afgørende miljøpolitiske og regionalpolitiske hensyn, kan det nordiske samarbejde spille en væsentlig rolle især ved at opbygge en eksport af elektricitet til de tidligere centraldirigerede økonomier, finansieret enten af vestlig bistand eller af leverancer af naturgas fra de russiske gasfelter.

Der er allerede truffet aftaler om etablering af transmissionsforbindelser fra Sverige og Danmark til det østtyske område, men denne handel følger de hidtil gældende kommercielle vilkår for handel mellem Danmark og Tyskland. Umiddelbart vil Finlands import på årligt 4-5 TWh fra Rusland, kunne reduceres, bortfalde, eller erstattes af en tilsvarende eller større eksport i vandrige år.

På lidt længere sigt kan mulighederne for eksport over Østersøen forbedres af udbygning af elproduktionsanlæg i de nordiske lande, især gasfyrede anlæg, decentrale kraftvarmewærker og vindkraftanlæg, samt yderligere transmissionsforbindelserne mellem de nordiske lande og over Østersøen.

Endelig er potentialet for udnyttelse af vandkraftressourcerne i Skandinavien meget betydelige, men også forbundne med betydelige naturvæmsproblemer, der kan begrænses gennem omhyggelig planlægning af placering og udformning af vandkraftanlæg.

Regionalpolitiske hensyn vil begrænse håndhævelsen af konkurrencereglerne i det indre marked i de økonomisk svage dele af EF. Tilsvarende hensyn må gælde i Nordskandinavien i det omfang reglerne for det indre marked kommer til at gælde her. Det er indlysende at regionalpolitiske tilgodeses bedre ved økonomisk aktivitet på land sammenlignet med offshoreaktiviteter. Dette kan tale for at ressourcerne snarere bør sættes ind på at udbygge gasinfrastrukturen i Norden og forbindelserne til de russiske gasfelter end på en kraftig udbygning af gasfelterne ud for Norges kyster.

Miljøpolitiske hensyn peger i retning af at lægge internationalt aftalte

afgifter på brugen af især fossilt brændsel. Dette vil øge priserne på vandkraft til eksport og må derfor forventes at bringe en større del af det skandinaviske vandkraftpotentiale frem på det internationale marked gennem elbesparelser, udbygning af transmissionsledninger og vandkraftanlæg og omlægning af kraftintensiv industri.

6. Teknisk-økonomiske modeller

Teknisk-økonomiske modeller for energisystemet - især el- og gassystemerne - omfatter dels scenariomodeller for energisystemets udvikling over en længere årrække i et geografisk område dels modeller for driftssimulering for et selskabsområde til brug for den daglige drift. Scenariomodellernes driftstekniske parametre må være baseret på driftsstatistik eller modeller for driftssimulering.

Modeller til driftssimulering vil normalt være udviklet af det enkelte selskab og anvendes som en del af selskabets daglige drift og dets kommercielle forbindelser med andre selskaber.

En række scenariomodeller blev udviklet af forsyningsselskaber, myndigheder og internationale organisationer fra omkring midten af 1970'erne. Baggrunden var den første energikrise og ønsket om at indpasse kapitaltunge anlæg - først og fremmest kernekraftværker - i energisystemet med det formål at reducere olieforbruget.

Formålet med modelberegningerne er senere blevet bredere, i første halvdel af 80'erne samlede interessen sig om nye teknologiers indtrængen på markedet under forskellige forudsætninger om energiprisudvikling og teknologisk udvikling. Senest er en række scenariomodeller anvendt til belysning af konsekvenserne af miljøforanstaltninger, dels de mulige virkninger af rensningsteknologier eller helt nye energiteknologier, dels virkninger og omkostninger af emissionsbegrænsninger eller miljøafgifter.

Som led i et projekt finansieret af Nordisk Ministerråd vedrørende integreret energi- og miljøplanlægning var denne type modeller hovedemnet for et nordisk seminar i februar 1990 (ref. 33).

6.1. Selskabsmodeller og kommercielle modeller

Forsyningsselskaberne råder selv over en række teknisk-økonomiske modeller, der indeholder meget detaljerede og selskabsspecifikke data. Disse modeller er mindre velegnede til at kommunikere oplysninger til offentlighed, myndigheder og finansieringskilder. Der er dog eksempler på at modeller der er udviklet i ét selskab søges kommercialiseret og solgt som metode til andre selskaber. Meget forenklede versioner vil desuden kunne anvendes til oplysnings- eller undervisningsformål (ref. 34).

En del af de modeller der gennem årene er udviklet som led i internationale forskningsprojekter vil være velegnede til at skabe overblik og beslutningsgrundlag for de forskellige interessenter ved store og lang-

trækkende investeringer i el- eller gassystemet.

Anvendelsen af sådanne teknisk-økonomiske modeller kan f. eks. gøres mere tilgængelige ved som brugerflade at anvende et regneark, der indeholder forudsætninger og kan modtage beregningsresultater, men hvor selve beregningen foretages af en eller flere større optimerings- eller konsekvensberegningsmodeller, der indeholder detaljerede beregningsmetoder og data som er veldokumenterede og velafprøvede, men som det ikke er nødvendigt at kende for brugeren.

6.2. El- og gassystemet i Norden

Figur 5.1 i starten af forrige kapitel illustrerer det nordiske el- og gassystem - bortset fra Island - med en opdeling i forbrugsområder i en detaljeringsgrad, der kan anvendes for modeller der beskriver de nationale energisystemer.

Disse forbrugsområder er være også være relevante for en modellering af el- og gasudvekslingen mellem de nordiske lande og til landene uden for Norden. En sådan modellering kan være nødvendig til vurdering af mulige nye transmissionsforbindelser for el og gas.

I scenariomodeller for de enkelte forbrugsområder behandles f.eks. 15-20 elforsyningsteknologier. Denne detaljeringsgrad svarer nogenlunde til den der blev anvendt i BRUS-modellen (ref. 35), der er den konsekvensberegningsmodel som blev anvendt til den danske energiplan "Energi 2000".

6.3. Scenariomodeller for energisystemet i hvert land

De teknisk-økonomiske scenariomodeller stillede i starten krav til regnekapacitet, der kun var til stede på computercentre på universiteter og forskningsinstitutioner. Den tekniske udvikling har gjort det muligt at køre adskillige modeller på stadig mindre maskiner, og i dag er det muligt at køre selv ret store optimeringsopgaver på større PC'er, der allerede er vidt udbredte.

Hermed er det nu muligt at formidle de meget store mængder af information der er opsamlet i databaser og modeller i mere snævre institutionsmiljøer til en langt bredere kreds. Opbygningen af et regneark, der anvendes som brugerflade for modeller til optimering af elsystemet i et geografisk område, er skitseret i 6.1.

6.3.1. Eludbygning eller elbesparelser

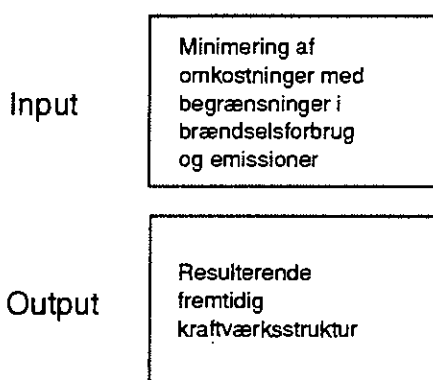
I en scenariomodel til belysning af eludbygning over for elbesparelser, der indgår i et igangværende projekt finansieret af Nordisk Ministerråd (ref. 36), er udgangspunktet officielle eller bredt accepterede pro-

gnoser for elforbrugets udvikling. De to andre hovedgrupper af inddata består dels af et antal forbrugs- og besparelseskomponenter for elforbruget dels af en beskrivelse af områdets nuværende kraftværksstruktur og vedtagne udbygningsplaner. Forbrugs- og besparelseskomponenterne kan omfatte dels den kraftkrævende industri, hvis produkter sælges til en pris der indgår som en forudsætning, dels af et antal besparelseskomponenter for elforbruget, f.eks. i husholdningerne. Detaljeringen bør være 10-15 kraftværkstyper pr. land, således at der sondres mellem brændselstyper, virkningsgrad og kraftvarmelevering. Gældende internationale aftaler vedrørende emissionsbegrænsning indgår som forudsætninger i modelberegningen.

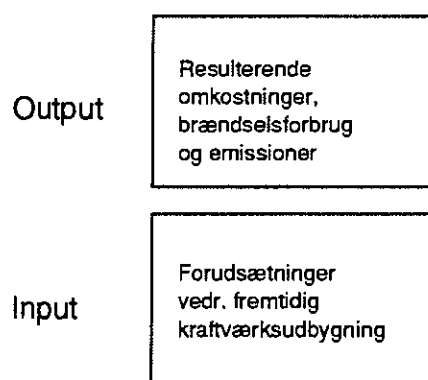
Forbrugs-, besparelses- og strukturdata for elsystemet



Optimeringsmodeller



Konsekvensberegningsmodeller



Figur 6.1. Regneark med anvendelse af optimerings- og konsekvensberegningsmodeller for elsystemet

De fire grupper af inddata indgår som forudsætninger i en optimeringsmodel, hvor elsystemets samlede omkostninger minimeres, evt. under hensyn til yderligere bibetingelser vedrørende brændselsforbrug, emissioner m.v. Som resultat vil optimeringen vise den optimale sammensætning af besparelsesforanstaltninger og kraftværksudbygning.

Alternativt til optimeringsmodellen - eller som kontrol af denne - kan sammensætningen af forbrugs- og besparelseskomponenterne og kraftværksudbygningen indgå som antagelser i en konsekvensberegningsmodel, hvori brændselsforbrug, emissioner og omkostninger beregnes. I sin enkleste form kan en konsekvensberegning foretages med simple beregninger inden for rammerne af regnearket, men en hensyntagen til elforbrugets variation over tiden vil kræve en mere kompliceret beregningsmetode baseret på varighedskurver eller kronologiske lastvariationer.

Der er flere muligheder for valg af optimeringsmodel. Af størst interesse for de nordiske lande er især MARKAL modellen, der er udviklet af IEA, og EFOM modellen, der er udviklet af EF Kommissionen. Begge modeller opstiller et lineært programmeringsproblem, der løses af et generelt program. Valget af optimeringsværktøj må afhænge af brugerens erfaringer og foreliggende modelopstillinger.

6.3.2. EFOM modellen

For EFOM modellen (Energy Flow Optimization Model) findes der allerede findes en modelopbygning for Danmark, der er umiddelbart anvendelig . Hertil anvendes en lineær optimeringsrutine, der er udviklet af Risø (ref. 37), (ref. 38). EFOM modellen har været anvendt af EF-kommissionen og en række medlemslande siden slutningen af 70'erne. Den foreliggende danske modelversion er udviklet i forbindelse med EF-kommissionens tredje energiforskningsprogram og det igangværende energiforskningsprogram, JOULE, til studier vedrørende optimale metoder til emissionsbegrænsninger. I forbindelse hermed er der gennemført en omfattende indsamling af data vedrørende energibesparelser, vedvarende energi og elproduktionsteknologier med reducerede CO₂-emissioner (ref. 39), (ref. 40), (ref. 41).

Energisystemet beskrives som et netværk, der forbinder efterspørgslen efter energitjenester med primærbrændsler. På grundlag af dette netværk med tilhørende parametre formulerer modellen et lineært optimeringsproblem, der kan løses med et generelt løsningsprogram.

Modellens resultater fremkommer ved at minimere en objektfunktion under iagttagelse af et (stort) antal restriktioner. Objektfunktionen består her af de diskonterede omkostninger i perioden (f.eks. 1985-2010). De vigtigste restriktioner er energisystemets kapacitetsgrænser; i nogle scenarier indgår maksimale emissioner desuden som restriktioner.

Lastvariation for elforbruget beskrives i den foreliggende version af EFOM-modellen ved at opdele det årlige forbrug i fire strømme:

Vinter : Grundlast	Sommer :Grundlast
Spidslast	Spidslast

Fordelingen kan være forskellig for de forskellige forbrugs- og besparelseskomponenter. I et vandkraftsystem med magasiner er der mulighed for at optimere det samlede systemet elsystem ved at flytte lasten mellem de fire strømme. Det er også muligt at anvende en konsekvensberegningsmodel for elproduktionssystemet, hvor lastfordelingen er beskrevet med et antal sæsons-specifikke varighedskurver for elforbruget, der tager hensyn til leverancer fra vandkraft samt kraftvarmeproduktionen (ref. 42) (ref. 43).

Modellen vil ved løsningen af det lineære programmeringsproblem søge at finde den kombination af forbrugs- og besparelseskomponenter

og elforsyningsteknologier, som giver det billigste energisystem under hensyn til de bindinger, der er lagt ind i modellen. Modellen giver en total optimering af energisystemet og vælger ikke blot billigste teknologi i kombination med billigste værk, som set fra hele systemet vil være et udtryk for en suboptimering. F.eks. vil en besparelseskomponent, som umiddelbart giver en stor energibesparelse for en beskednen merinvestering ikke automatisk være attraktiv, hvis den samtidig bevirker en forskydning af elforbruget mod spidslasttidspunkterne. Denne forskydning vil, alt andet lige, give større effektomkostninger end referenceteknologien og vil i værste fald give et totalt set dyrere elsystem.

6.4. Udbygning af transmissionsforbindelserne for el og gas¹

EFOM modellen kan godt anvendes til multinationale studier, hvor flere geografiske energisystemer er forbundne med indbyrdes transmissionsforbindelser, men erfaringerne hermed er begrænsede.

Umiddelbart vil en ren lineær programmeringsmodel ikke kunne anvendes til at vurdere etableringen af nye transmissionsledninger, da lineær programmering i sin rene form forudsætter kontinuitet, hvorimod transmissionsledninger er et typisk heltalsproblem, dvs. enten-eller! Inden for rammerne af en lineær programmeringsmodel kan dette løses ved at beregne en række scenarier, hvor forskellige udbygningsalternativer for ledningsudbygningen vurderes. En anden mulighed er at foretage optimeringen ved heltalsprogrammering.

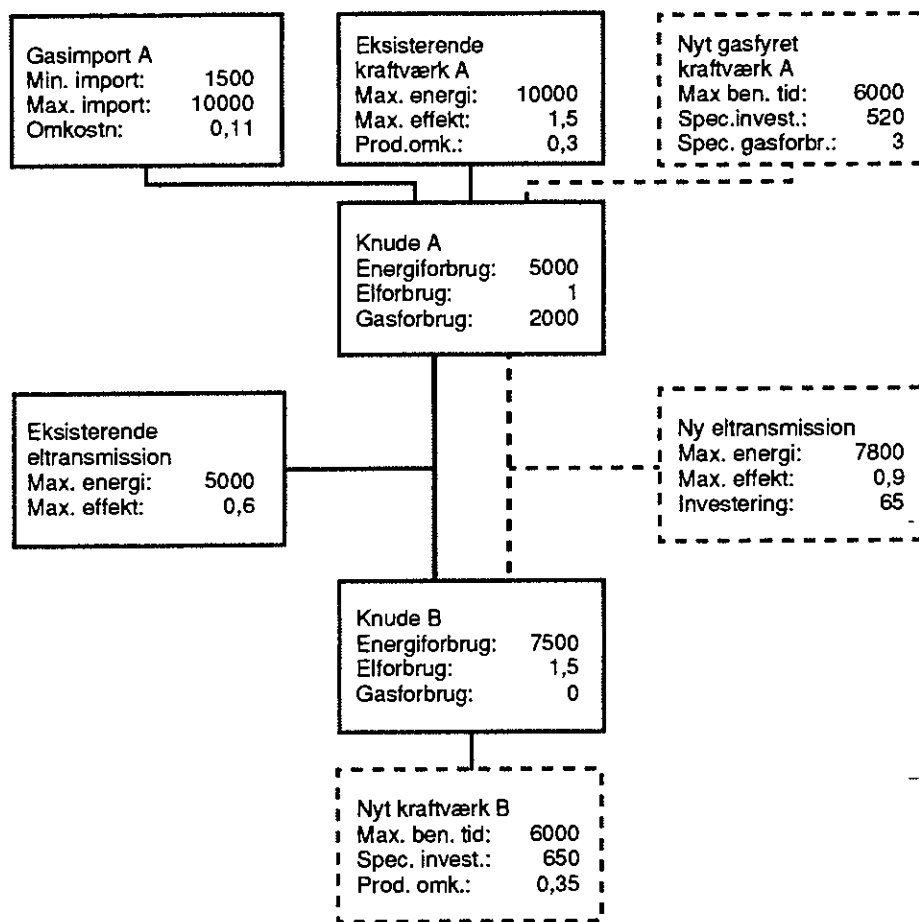
I forbindelse med dette projekt er der opstillet en simpel model til optimering af etablering af nye transmissionslinier i det nordiske el og gassystem, der er illustreret i 5.1.

Modellen betegnes POGAM (Power and Gas Model). det er en model for produktion, transmission, import, eksport og lokal efterspørgsel for elektricitet og gas.

Modellen optimerer udbygning og drift (dvs. finder en minimalomkostningssituation) for el- og gassystemet. De to systemer er forbundne med gasfyrede kraftværker.

Brugeren kan anvende modellen til at finde ud af om et antal nærmere specificerede kraftværker, eltransmissionsledninger og gastransmissionsledninger skal bygges eller ikke. Ny kraftværkskapacitet findes af modellen, medens kapaciteten for nye el og gastransmissionsledninger må specificeres af brugeren. Herefter finder modellen ud af hvilke transmissionsledninger der skal bygges. POGAM modellen anvender ZOOM (zero/one optimization model) med XMP, der er en lineær programmeringsmodel.

¹Skitsen til POGAM modellen er udarbejdet af Helge V. Larsen, Forskningscenter Risø, Afdelingen for Systemanalyse.



Figur 6.2. Eksempel på POGAM modellen med 2 knudepunkter

Figur 6.2 viser et eksempel på elementerne i POGAM modellen. Eksisterende faciliteter er vist fuldt optrukket, medens potentielle nye faciliteter er vist punkteret. El- og gassystemet består af to forbrugs-knudepunkter A og B, der er forbundet med en eksisterende el-transmissionsforbindelse. Gasforbruget i knude B er nul. Der importeres gas til knude A og der er et eksisterende gasfyret kraftværk i dette knudepunkt. Det eksisterende kraftværk er sammen med transmissionsforbindelsen fra A til B ikke i stand til at dække elforbruget i B. Der er derfor to alternative udbygningsmuligheder:

- 1) Et nyt gasfyret kraftværk bygges i A sammen med en ny el-transmissionsforbindelse.
- 2) Et nyt kraftværk bygges i B.

Det er muligt at kombinere de to alternativer, men da det er en dyr løsning vil den ikke blive vurderet som optimal af modellen.

6.5. En nordisk samkøringsmodel

De modeller der er beskrevet i det foregående er alle udtænkt i et miljø, hvor varmekraft er dominerende, og hvor vandkraft er en teknologi der kan erstatte varmekraft og bidrage til udjævning af lastvariationer ved anvendelse af magasiner. Den norske Samkøringsmodel, der er udviklet af Energiforsynings Forskningsinstitut i Trondheim, tager derimod udgangspunkt i det vandkraftbaserede norske elsystem og simulerer dette i samspil med Norges elektriske omverden, der er beskrevet med en detaljeringsgrad svarende til figur 5.1 (ref. 44).

I Samkøringsmodellen er det norske vandkraftssystem er modelleret i 12 delområder med tilhørende indbyrdes transmissionsforbindelser og udlandsforbindelser. Modelleringen af de øvrige - overvejende varmekraftbaserede - nordiske lande og det øvrige Europa baseres på preferencekurver, der viser produktionspriser for el på tilgangssiden og elprisen for elkedler og almindelig forsyning på leveringssiden. Den skitserede model vil især kunne simulere de handelsmønstre der er en følge af det meget store variationsområde for elproduktionen i Norge, der kan være helt op til 35 TWh, dvs. mere end Danmarks samlede elforbrug.

6.6. Lokal udbygning og indpasning af nye anlæg

Rentabiliteten af nye, lokale anlæg som vindmøller, decentrale kraftvarmeanlæg, fjernvarmetransmissionsledninger og gas- eller fjernvarmeforsyning af lokalområder vil være afhængig både af lokale forhold og udviklingen på el- og gasmarkedet.

De modeller der er beskrevet i det foregående kan bidrage til at give et overblik over udviklingen i priser og forsyningsmuligheder for el og gas. For selve lokalområderne er der i forbindelse med energi- og varmeplanlægningen i de enkelte lande opbygget et omfattende erfaringsgrundlag hos konsulentfirmaer, forsyningsselskaber og offentlige myndigheder på flere niveauer. En stor del af dette erfaringsgrundlag bygger på modelberegninger og planlægningsovervejelser med udgangspunkt i nationale planlægningsforudsætninger for priser på el og gas, der kan blive påvirket væsentligt som følge af en mere markedspræget udvikling for el og gas.

Scenariomodeller baseret på MARKAL-modellen har f.eks. været anvendt til kommunal energiplanlægning i en række svenske kommuner (ref. 45).

6.7. Overbliksskabende værktøjer

Med den hidtidige organisationsform inden for el- og gassektorerne, hvor der typisk har været tale om vertikalt integrerede forsyningssel-

skaber med en regional eller national monopolstilling, har selskabernes finansiering af nyanlæg har været mulig gennem selvfinansiering eller sikret gennem deres monopolstilling og politiske indflydelse. Når denne organisationsform er i opbrud betyder det blandt andet at selskabernes investeringsbeslutninger, der hidtil har kunne træffes i lukkede faglige og politiske miljøer med stor teknisk-økonomisk ekspertise og erfaring, nu må ud på et åbent kapitalmarked med helt andre traditioner og erfaringer. Dette skaber et også behov for en mere åben kommunikation og udveksling af omfattende og komplicerede teknisk-økonomiske informationer.

En mere markedspræget el- og gasforsyning vil ændre de økonomiske kriterier og finansieringsforholdene for udbygningen af el- og gasanlæg og vil kræve større offentlighed omkring tekniske og økonomiske forhold. Mulighederne for suboptimering inden for selskaber, regioner eller nationer vil blive reduceret. I stedet må hvert projekt konkurrere på lånemarkedet. Dette kræver at pålidelige teknisk-økonomisk informationer stilles til rådighed for beslutningstagere uden for de traditionelle fagmiljøer. Der bliver på dette område også en udvikling af et marked for teknisk-økonomisk information i form af databaser, modeller og anden konsulentvirksomhed. Selskabernes ændrede organisationsform - væk fra den hidtidige beskyttede monopolstilling - kan imidlertid også føre til ændrede finansieringsvilkår i retning af dyrere og mere kortsigtede lån.

7. Forventninger til udviklingen

I dette kapitel gives der en oversigt over holdninger og forventninger til udviklingen blandt nordiske beslutningstagere indenfor energisektoren, som de forelå ved udgangen af 1991.

7.1. Undersøgelsen omfang

I løbet af projektforsløbet er der blevet udført en række interviews, og der har været afholdt et éndagsseminar. Hensigten med disse initiativer har været at få et ekstrakt af holdningerne og forventninger til den fremtidige udvikling på energiområdet i Europa og Norden fra en række toneangivende nordiske virksomheder og personer, samt fra personer som er mere "analytisk" involveret i vurderingen af den nordiske og europæiske energiudvikling. I den følgende præsentation er endvidere anvendt en række artikler, interviews og taler fra ledende personer fra den nordiske energisektor.

Interviewene, der har været gennemført mundtligt, har været rettet mod ledende personer i nogle af de toneangivende nordiske energivirksomheder. Det har ikke været hensigten at opnå en systematisk og national eller områdemæssig dækkende repræsentation. Dette er delvis opnået ved at anvende supplerende kilder i form af artikler, interviews etc. fra ledende personer fra den skandinaviske energiscene. (Liste over bidragyderne til interviewene og de supplerende kilder fremgår af bilag B.)

I november 1991 gennemførtes et éndagsseminar om aktuelle temaer i tilknytning til projektet. Hensigten hermed var dels at få visse emner uddybet fra personer, som er direkte involveret i disse spørgsmål og dels at få belyst betydningen af andre end de for rapporten centrale problemstillinger, nemlig indførelsen af transitregler og tredjepartsadgang på el- og naturgasområdet i EF og følgevirkninger for Norden. Seminaret blev gennemført i form af indlæg fra en række udvalgte personer. (Liste over deltagere fremgår af bilag C).

7.2. Generelle betragtninger

I det følgende skal vi præsentere nogle af hovedsynspunkterne fra det indsamlede materiale. Vi skal så vidt muligt søge at opdele indenfor de to brancher - el og naturgas - og i et vist omfang mellem landene.

Selvom udsågnene om de enkelte brancher og lande i vid udstrækning relaterer sig til de virksomheder, som er aktive på netop disse områder, så er der i præsentationen også medtaget udsagn om specifikke brancher og lande fra andre selskaber, idet de fleste virksomheder opererer eller "tænker" tværnationalt. Man kan således ikke som eksempel nødvendigvis slutte sig til at udsagn om den svenske elsektor alene baserer sig på besvarelsen fra Sydkraft.

Det er et generelt indtryk, at interessen for EF's indre energimarked og i særdeleshed for transitregler og Tredjepartsadgang er særdeles stor hos de større nordiske energivirksomheder, og at interessen er blevet skærpet betydeligt i det seneste år. Der er en generel erkendelse af, at de udviklingsrammer for energisektoren, som i disse år udstikkes for EF fra Bruxelles, vil få stor betydning for energisektoren i de nordiske lande. Dels direkte i form af EF-medlemskab. Her berøres Danmark allerede nu og Sverige formentlig fra 1995. Men også Finland synes nu at være nær en beslutning om at søge formelt medlemskab. Dels indirekte i form af f.eks. Den nye aftale mellem EF og EFTA, som ventes ratificeret snart samt i form af det handelssamkvem, der allerede er og som på el- og naturgasområderne ventes yderligere udvidet i de kommende år.

Det er også karakteristisk, at der er en klar fornemmelse af, at den formelle udvikling i form af direktiver etc., allerede har eller vil medføre en række initiativer og handlinger, som på sin vis foregriber den formelle udvikling. Her peges først og fremmest på lægning af nye elkabler til transport af el fra Norden til Nordvesteuropa og måske Østeuropa. Hidtil er den største virkning af EF's indre marked i Norden formentlig, at den har igangsat en proces hos de nordiske energivirksomheder, som ellers ikke var kommet i gang foreløbig. En proces, hvis generelle betegnelse er "kommercialisering" i bred forstand.

7.3. Elsektoren

7.3.1. Transitdirektivet

Transitdirektiverne tillægges generelt større betydning i elsektoren end i gassektoren. Baggrunden herfor er, at især Norge, men også Sverige, får reel mulighed for at indgå direkte kontrakter med tyske elværker om leverance af el via Danmark. Begge lande har forbindelser til Elsam's net, som igen står i forbindelse med det tyske net.

Transitdirektivet åbner således for nogle muligheder, som hidtil ikke har været tilstede. Der er i branchen ingen tvivl om at disse muligheder vil blive udnyttet, idet det regnes for sikkert, at de nye muligheder kan udnyttes med økonomisk fordel.

Der er også enighed om, at de nye muligheder opstiller nye rammer for det nordiske elsamarbejde, som er formaliseret i Nordel. De nye

transitregler kan gøre eksport af el på faste kontrakter fra f.eks. Norge til Tyskland via Danmark til en mere lukrativ forretning end at udveksle el mellem de nordiske lande på de økonomiske vilkår som er aftalt mellem Nordel-partnerne.

Vurderingen af Nordels fremtid går fra det meget pessimistiske hvor organisationens betydning reduceres kraftigt, til det mest optimistiske hvor organisationen tilpasser sig de nye vilkår, men alligevel mister noget af sin nuværende rolle og indflydelse.

7.3.2. Tredjepartsadgang

For blot et til to år siden var holdningen i den nordiske elsektor til EF's tanker om tredjepartsadgang præget af stor skepsis. Visse selskaber har endnu den skepsis, men det er en interessant udvikling at kunne konstatere, at der er en kraftig bevægelse i gang mod i højere grad at betragte TPA og øget liberalisering som et nyt potentiale snarere end blot at betragte det som en trussel.

Dette holdningsskifte hænger for både Sverige og Norges vedkommende sammen med nationale udviklinger på elområdet, der allerede er i færd med at transformere elsektoren i en retning, der meget minder om den, som ofte fremholdes som målet for EF-Kommissionen. Det hænger også sammen med, at de nordiske elselskaber ser muligheden for at få større økonomisk udbytte af de lave produktionsomkostninger i Norden og af den store miljøvenlige produktionskapacitet som især den norske og svenske vandkraft og den svenske kernekraft udgør.

Den nationale konkurrencesituation vil således under alle omstændigheder blive skærpet i de kommende år i den norske og svenske elsektor.

Fra norsk side er der dog en vis betænkelighed ved, at Norge kan blive tvunget til at opgive sit monopol og statslige kontrol med eksport og import af el. Frygten på importsiden gælder først og fremmest direkte salg fra svenske elproducenter til større energikrævende norske virksomheder eller til distributions-selskaber. Frygten på eksportsiden er, at de norske elproducenter vil eksportere kraften til bedre priser end de kan opnå på det hjemlige marked.

På den anden side ligger det den norske regering meget på sinde at "beskytte" den norske energikrævende industri mod fri prisdannelse på el. Det vurderes som et bolværk mod en fri konkurrence fra udenlandske selskaber.

Danmark har ikke brudt med den hidtidige organisationsform på elområdet. Modstanden mod TPA har som følge heraf og som følge af, at Danmark jo p.t. er det eneste land, som er medlem af EF, været udpræget. Men også her spores en mere positiv holdning. Blandt andet i erkendelse af, at de danske elproduktionspriser er lavere end i landene syd for Danmark. Det giver et eksportpotentiale, når markederne liberaliseres. Samtidig er der få store industrielle elforbrugere i Dan-

mark, hvilket mindsker risikoen for at udenlandske producenter sælger direkte til danske elforbrugere, idet sådanne handler typisk kun kan betale sig for større forbrugere. Da den danske elstruktur er bygget op således, at det er distributionsselskaberne, som ejer produktionsapparatet, er frygten for at distributionsselskaberne køber hos tredjeparter også begrænset. Der er dog en naturlig frygt for, at en opløsning af de eksisterende organisationsformer vil løse det eksisterende stærke interessesammenfald mellem distributionsselskaber og produktionsselskaber.

Organisering

Et af de forhold, som der udtrykkes bekymring for er, hvorledes ændrede vilkår på elmarkedet vil smitte af på organisationsstrukturen. Vil en ophævelse af de eksisterende geografiske monopoler medføre, at de eksisterende organisationsformer skal opløses og erstattes af andre?

Erfaringer fra Norge og Sverige viser, at staten via deres statsselskaber omdefinierer deres engagement i elsektoren. De store elselskaber frygter, at der etableres store og magtfulde distributionsselskaber, som kan stille krav med en større vægt end tidligere. Samtidig føler de, at de stækkes i deres virke, fordi der både nationalt og fra EF's side arbejdes på at bryde eksisterende eller kommende forsøg på vertikal integration.

Strategiske alliancer mellem beslægtede selskaber både nationalt og med udenlandske selskaber, anses, sammen med horisontal integration til andre energiområder, at være løsningen, som kan styrke selskabers position.

Generelt betragtes ændringer af vilkårene fordelagtigt for distributionsselskaberne og for større industrielle forbrugere, hvorimod den "lille" elforbruger snarere kan se frem til højere elpriser end lavere.

Investeringer

Der gives udtryk for en vis bekymring med hensyn til de fremtidige investeringer i eludbygning, når den herskende monopolstruktur forsvinder. Den nye konkurrencesituation vurderes at kunne give en væsentlig kortere planlægnings- og investeringshorisont, samt højere krav til forrentning af den investerede kapital.

Endvidere frygter industrien, at det vil blive dyrere at låne penge til nye udbygningsprojekter. Et forhold der bekræftes af repræsentanter for finanssektoren. Begrundelsen for de meget billige lån, som ofte i dag ydes til energiprojekter, er nemlig, at der er tale om monopolselskaber med forsyningspligt og ikke mindst - ret til et givent område.

Der peges også på, at et mere konkurrencepræget elmarked vil kunne føre til en anden eludbygningsstruktur end i dag. Der vil efter fleres opfattelse være en tendens til, at der investeres i relativt kapitallette koncepter. Det favoriserer mindre enheder og også naturgasbaserede produktionsanlæg fremfor kulkraftværker og kernekraftværker.

Samkøring og priser

Et mere konkurrencepræget marked med en mindre tæt tilknytning mellem parterne i markedet, vurderes generelt at ville gøre det vanskeligere at foretage den nationale optimering, som i dag varetages af de forskellige landes samkøringscentraler. Nye kontraktrelationer mellem producenter og forbruger eller distributions-selskaber vil hindre, at man i princippet altid producerer kraft med de laveste omkostninger. Det vil resultere i gennemsnitligt højere elproduktionsomkostninger og dermed højere elpriser. Denne tendens kan dog blive modvirket af, at der bygges nye og mere effektive kraftværker som følge af forstærket konkurrence og ændrede afkastningskrav.

Med hensyn til det generelle prisniveau på elektricitet i Norden, er der en vis forventning om, at det vil stige. Begrundelsen er, at alternativet til at sælge billig el til f.eks. industrien, vil være at eksportere til f.eks. Tyskland, hvor prisniveauet er væsentlig højere end i de nordiske lande. Giver der således elselskaber fuld frihed til at sælge til de højstbydende, vil det, for de aktører, som elselskaberne ikke har forsyningspligt overfor, betyde højere priser. Hvor stor denne effekt vil blive er der en del uklarhed om, blandt andet fordi den fysiske transportkapacitet i dag er meget begrænset samt at den, trods mange nye projekter, også om ti år vil være relativt begrænset sammenlignet med forbruget i industrierne i de nordiske lande.

Der er dog også andre repræsentanter, som peger på, at den nye konkurrencesituation kan resultere i lavere priser til den energikrævende industri, men at de fordele, som denne opnår, vil skulle betales af de almindelige forbrugere.

Forsyningssikkerhed

Der ventes ingen væsentlige problemer med at opretholde en høj grad af forsyningssikkerhed under et mere konkurrencepræget elmarked. Men forsyningssikkerheden kan i fremtiden i højere grad blive baseret på produktions-kapacitet på lange og faste kontrakter fra udenlandske kraftselskaber. Der vil altså ske en internationalisering af forsyningssikkerheden, som vil resultere i en anden produktionsstruktur i de enkelte lande, eller regioner.

Med hensyn til opretholdelsen af forsyningssikkerheden overfor de elforbrugere, som elselskaber har forsyningspligt overfor, er det vurderingen, at den praktiske udførelse kan blive mere kompliceret, men at det næppe vil afstedkomme uoverkommelige problemer.

7.4. Naturgassektoren

7.4.1. Transitdirektivet

I naturgassektoren tillægges det nye transitdirektiv kun ringe praktisk betydning. For Danmark, Sverige og Finland vil direktivet næppe få nogle praktiske konsekvenser i overskuelig fremtid. For Norge kunne transitdirektivet få praktisk betydning, når/hvis Norge ønsker at eksportere til lande, som kun nås via transport over tredjelande. Fra norsk side peges der imidlertid på at sådanne transitopgaver hidtil er blevet løst tilfredsstillende og at det nye direktiv således ikke skaber en ny situation.

7.4.2. Tredjepartsadgang

Der er bred enighed om, at indførelsen af TPA i EF kan og vil få stor indflydelse på den europæiske og den nordiske gassektor. Hvordan og hvor kraftig afhænger naturligvis af hvilket indhold man kan blive enige om at give direktiverne.

I første række vil det blive Norge og Danmark der berøres mest direkte. Danmark fordi det er et EF-land, fordi landet har et naturgasmarked og i mindre omfang som følge af eksporten og eksportpotential. Norge influeres primært i kraft af landets store betydning som eksportland for naturgas.

Betydningen af TPA på naturgasområdet i Sverige og Finland er mindre udtalt. Generelt synes betydningen at kunne blive størst i form af ændrede prisforhold på naturgas i europa og ændrede afsætningsforhold, som vil kunne få betydning for vurderingen af Sverige og Finland som markeder for naturgas.

Organisering

I dag er den danske naturgassektors opbygning baseret på statslige og kommunale monopoler. Der er en klar erkendelse af at denne struktur strider mod målene for det indre energimarked og for TPA. Fra energiministeren udtrykkes der ønske om at der vises forståelse for den situation som den danske naturgasindustri befinder sig i, nemlig i en forholdsvis "ny" situation og med store økonomiske problemer. Man beder derfor om overgangsordninger.

I DONG vurderes det, at selskabet er i en god position til at få en fremtid i det europæiske naturgasmarked. Selskabet frygter i dag næppe at det skal miste de regionale distributionsselskaber som kunder. Dels er der de kontraktlige bindinger og dels er det opfattelsen, at det kan blive vanskeligt at få naturgas fra andre leverandører til lavere priser end dem DONG kan tilbyde gassen til. Endelig har DONG mulighed for

at tage konkurrencen op med de regionale gasselskaber indenfor deres afsætningsområder, hvis monopolerne ophæves.

Selskabet arbejder imidlertid med at tilpasse sin strategi til det forventede mere konkurrenceprægede fremtidige europæiske naturgasmarked. Nogle af elementerne som har været nævnt i denne forbindelse er strategiske alliancer med andre selskaber samt krydsejerskab. Især DONG-koncernens gasdel, DANGAS, vurderes at ville kunne styrkes gennem et samarbejde med andre gasselskaber samt måske ved alliancer og lignende med andre danske og udenlandske energiselskaber.

Generelt er det næppe forventningen at den danske naturgasstruktur vil blive grundlæggende ændret. Og DONG har f. eks. direkte taget afstand fra regionale energiselskaber, som skulle omfatte DONG.

I Norge står den opbyggede gaseksportstruktur formentlig overfor ændringer, som følge af TPA og det indre marked. Det norske gasforhandlingsudvalg, GFU, kan næppe på sigt opretholdes, idet der er tale om en decideret monopolisering af eksporten. De norske gasselskaber og til dels også administrationen erkender, at GFU-konstruktionen kan give vanskeligheder. Det er klart holdningen, at en form for koordinering af eksporten bør opretholdes, mens GFU's fremtid som koordinerende organ er mindre magtpåliggende for de fleste.

I Sverige er der i de seneste år sket en strukturændring af naturgassektoren. Det reelle monopol, som der med SwedeGas var lagt op til på transmissionssiden, er nu definitivt brudt. Derfor anses den svenske gasstruktur ikke at blive grundlæggende påvirket af udviklingen i EF for øjeblikket.

I Finland vil Neste formentlig blive tvunget til at opgive sit monopol, men i praksis forventes ingen grundlæggende ændringer. Blandt andet er den finske gasstruktur, på trods af at Neste er et rent statsselskab, tilsyneladende meget konkurrencepræget og lydhør overfor markedskrav. Igen betyder det en del, at Finland er et randområde og et lille marked, hvorfor udenlandsk konkurrence på hjemmemarkedet er usandsynlig, og konkurrence fra indenlandske selskaber er uhyre vanskeligt set i lyset af Neste's stærke position.

Hvor der for et par år tilbage dannede sig en opfattelse af, at koordinering af et integreret nordisk naturgasmarked, måske kunne etableres i form af et Nordel-lignende samarbejde, så synes denne model i dag at være helt opgivet i naturgaskredse. Der henvises blandt andet til de problemer som Nordel i dag har med at finde sin plads i det fremtidige elsamarbejde i Norden og i Europa. I naturgassektoren synes indstillingen at være, at samarbejdet skal vokse frem på traditionel kommerciel vis og at den nødvendige koordinering bør foretages af de implicerede parter på ad-hoc basis og uden formel overbygning.

Investeringer

Den største bekymring ved indførelse af TPA synes at kunne spores til de fremtidige investeringer. En væsentlig baggrund for at det har været muligt at finansiere de meget kapitalkrævende udbygnings- og

infrastrukturprojekter som både Nordsøfelterne og -rørledningerne og de store transmissionsledninger i og udenfor Vesteuropa, herunder blandt andet det tidligere Sovjetunionen, er ifølge gasindustrien eksistensen af take-or-pay kontrakter og den eksisterende monopolstruktur. Når den relativt store markedsforudsigelighed, der er forbundet med monopolstrukturen bortfalder med TPA, vil transmissionsselskaberne være mindre tilbøjelige til at forpligte sig i form af langvarige take-or-pay kontrakter. Og det gør det vanskeligt og i nogle tilfælde umuligt for producenten at finansiere de store gasprojekter. Risikoen vil være for stor både for selskaberne selv og for fremmed kapital. I forvejen er der behov for en meget stor kapitalmængde til at udbygge den europæiske gasstruktur i takt med den forventede efterspørgsel. Selv med den eksisterende struktur vurderes det som vanskeligt at skaffe kapital nok. Hvis der indføres TPA vil det blive endnu vanskeligere.

Det er imidlertid også karakteristisk, at nordiske gasproducenter og -selskaber forbereder sig på fremtiden ved at være indstillet på at skulle være mere aktive på markedsføringssiden for at sikre det afsætningsmæssige grundlag for fremtidige investeringer. Der synes at være en udbredt fornemmelse af, at der under alle omstændigheder vil udvikle sig nye kontraktformer, som vil blive anvendt i tilknytning til de nu typisk anvendte take-or-pay kontrakter af typisk 15-25 års varighed. Både producenter og gastransmissionsselskaber synes indstillet på i højere grad at måtte tilpasse sig markedskrav og kundebehov.

Take-or-pay kontrakter

Et af de andre alvorlige problemer for gasindustrien i forbindelse med indførelsen af et TPA-system, er take-or-pay forpligtelsen. Take-or-pay kontrakten er den almindelige kontraktform mellem gasproducenter og transmissionsselskaber. Take-or-pay formen betyder, at aftageren af gassen er forpligtet til at aftage og betale en vis mængde gas hvert år. Kan aftageren ikke sælge de aftale mængder skal han alligevel betale for kontraktmængden og i princippet tilfalder den ikke-aftagne gas producenten. Som regel er der dog vilkår om at gassen så kan aftages efter nærmere regler i efterfølgende år.

Brydes monopoler op frygter både producenter og transmissionsselskaber, at det kan føre til at gasselskaberne ikke kan sælge så meget som de har kontrakt på. Og erfaringerne fra USA viser, at de så heller ikke vil betale for gassen. Der opstår med andre ord en helt ny situation, hvor kontraktvilkår sættes ud af kraft.

De to parter som mest direkte kan få disse problemer at mærke er i Danmark DONG og Dansk Undergrunds Consortium og i Norge selskaber med gaseksport.

Problemet anses imidlertid i dag næppe for alarmerende. Dels fordi udspillet om TPA fra EF-Kommissionen lægger op til en gradvis åbning af markederne, del fordi distributionsselskabernes forsyningspligt overfor alle dem, der ikke ønsker at benytte TPA opretholdes og dels

fordi der ventes en kraftig stigning i efterspørgslen efter naturgas generelt.

Der er således hverken udsigt til eller forventning hos repræsentanter fra den nordisk om at en gradvis overgang til TPA vil udløse de samme take-or-pay problemer, som man fik i USA i takt med dereguleringen der.

Eksport

Der er ingen forventning om at eksporten af naturgas fra Norden og her især Norge, vil blive bragt i direkte fare ved indførelse af TPA. Men der kan spores en generel usikkerhed med hensyn til, hvad TPA vil betyde for efterspørgslen efter naturgas. Vil den forventede stærke stigning i efterspørgslen efter gas blive reduceret eller forstærket? Endnu er interessen for at købe norsk gas at være stor. Det kan imidlertid ikke udelukkes, at jo nærmere man kommer en beslutning om TPA jo mere tilbageholdende vil køberen være med at indgå de kendte langvarige take-or-pay kontrakter. En større del af den fremtidige eksport kan komme til at foregå under nye kontraktvilkår. F.eks. korterevarende kontrakter og mere fleksible kontrakter med hensyn til leveringsvilkår, herunder større fleksibilitet om årlige og daglige minimums- og maksimumsmængder. På sigt kan et spotmarked udvikles. Men det er vurderingen, at der vil gå relativ lang tid inden et sådant er på plads.

På det europæiske marked vil norsk gas skulle konkurrere især med gas fra eksisterende og fremtidige russiske gasfelter. Det er en udbredt opfattelse, at der er plads til begge.

8. Mulige konklusioner

De nordiske lande vil enten i kraft af direkte medlemskab af EF eller i form af indirekte tilknytning gennem aftaler mellem EF og EFTA, blive gennemgribende påvirket af udviklingen i EF.

Nordisk energipolitik vil de kommende år tilnærme sig den fælles energipolitiske udvikling i EF, hvilket også kommer til at gælde for de nordiske lande, som ikke er direkte medlemmer af EF.

Indbyrdes handel

Udveksling af elektricitet mellem de nordiske lande har primært været begrundet i forskelle i produktionsstruktur, og har været til gensidig fordel.

Der forekommer kun indbyrdes handel med naturgas i Norden mellem Danmark og Sverige. Der er blevet peget på Nordel-samarbejdet som model for et integreret nordisk naturgasmarked; men i dag synes denne model at være ude af billedet.

En udvidet gashandel kræver investeringer i en dyr infrastruktur, hvilket vil være vanskeligt at opnå.

Handel med nabolande

Samhandlen mellem Norden og nabolandene vil blive intensiveret. Handlen vil få en udpræget kommerciel karakter i modsætning til handlen i Nordel, der er baseret på overskudsproduktion og afbrydelighed. De enkelte lande og deres elselskaber vil søge at udnytte de nye og ofte lukrative eksportmuligheder på andre vilkår end i Nordel-samarbejdet, og Nordel-systemet vil miste meget af sin indflydelse.

Handlen med nabolandene syd og øst for Østersøen vil finde sted efter de retningslinier og vilkår, som er ved at blive etableret i EF. Den norske gaseksport vil blive to- eller tredoblet inden for de næste 10-20 år, og Norge vil begynde at eksportere til de østeuropæiske lande.

Da naturgassen er mindre forurenende end andre fossile energityper, vil den stigende vægt på miljømæssige forhold, og den stigende betydning, som miljøafgifter og -skatter vil få fremme naturgassens konkurrencemæssige position.

Forsyningssikkerhed

Ophævelsen af de eksisterende monopolrettigheder, vil gøre forbindelserne fra producent til forbruger svagere. For elområdet kan det

betyde en opbrydning af den faktisk eksisterende vertikale struktur.

Distributionsselskaberne vil kunne købe el hos enhver producent og få den transmitteret til forsyningsområdet. Derved kan den nationale produktion ikke optimeres på samme måde som i dag. På sigt kan denne udvikling forringe forsyningssikkerheden.

På naturgasområdet taler meget for at forsyningssikkerheden på gasområdet vil blive sikret, fordi risikovillig kapital vil tage over, hvor de nuværende selskaber ikke mener at kunne fortsætte de meget store investeringer i forbindelse med udbygning af felter og transmissionsledninger.

Der vil opstå flere kontraktformer parallelt med hinanden, og der vil stadig være take-or-pay-kontrakter til at skabe en fundamental økonomisk sikkerhed for investeringerne. Dog vil producenterne komme til at bære en større del af markedsrisikoen.

Organisering

De nuværende monopolforetagender får begrænset deres position. Der vil blive stillet endnu stærkere krav til en kommerciel indstilling og adfærd for de nordiske el- og gasselskaber. Liberaliseringen vil bl.a. medføre fusioner, krydsejerskab og strategiske alliancer, samt medføre udvikling af nicheområder som giver mulighed for en større mangfoldighed af selskabstyper og organisationsformer end i dag.

Prisdannelse

Prisfastsættelse i form af midtprisaftaler, maksimal-priser og lign., som kendetegner Nordel-systemet, vil være uegnede i det fremtidige energimarked og vil blive afløst af kost-ægte prisdannelser og regulære kommercielle konkurrencebetingelser, ikke mindst i forbindelse med eltransmission gennem nordiske lande til markederne i syd og øst.

Bedre afsætningsmuligheder på det europæiske marked vil hæve prisen på el med lave produktionsomkostninger, især i år med rigelig vandkraft.

Nordisk energipolitik

Nordisk energipolitik bliver i fremtiden af mere international karakter både som følge af det indre marked og i kraft af det øgede samarbejde på miljøområdet.

Som følge af de kommende markedsstrukturer vil energi- og miljøafgifter få en stigende betydning som virkemiddel, og de energipolitiske opgaver vil fremover bestå af udarbejdelse af langsigtede handlingsplaner for energisystemets overordnede struktur.

En særlig opgave bliver at fremme og sikre langsigtede investeringer i infrastruktur, energibesparelser, ikke-fossile energikilder etc., som kan være vanskelige at realisere i et energisystem præget af mere kortsigtede økonomiske prioriteringer.

Nordisk samarbejde omkring formidling af oplysninger om og analyser af energisystemerne til brug for beslutningstagere i Norden vil være en oplagt opgave for Nordisk Råd. Resultaterne vil kunne fremme igangsættelsen af langsigtede lønsomme investeringer i det nordiske energisystem, og bidrage til skabelsen af bedre beslutningsgrundlag.

En omfattende eksport af skandinavisk vandkraft vil bidrage til internationale miljømålsætninger, som især de nordiske lande har ønsket. Samtidig vil de nordiske lande kunne opnå betydelige eksportindtægter.

Bilag A Elproducerende anlæg

Vedvarende elprod.-anlæg	Vandkraft	Vindmølle	Vindmøllepark (havplacering)	Bølgekraft	Solcelle
Størrelse	-	250-500 kW	250-500 kW	420 kW	30 W
Levetid	40 år	20 år	20 år	20 år	30 år
Virkningsgrad	-	30% (max.: 59%)	30% ; teo.max. 59%	10% ; teo.max. 30%	14%
Rådgørelsesfaktor	-	-	-	98%	-
Benyttelsestid	-	2200 timer /år, snit	3460 timer /år	2200 timer /år	1500 timer /år
Investering	-	7,00 Mkr/MW	9,40 Mkr/MW	16,0 Mkr/MW	10 Mkr/MW
Drift & vedligehold	-	0,05 kr/kWh	0,16 Mkr/MW/år	0,09 kr/kWh	0,00 kr/kWh
Produktionspris	0,266 kr/kWh	0,35 kr/kWh	0,35 kr/kWh	0,78 kr/kWh	0,54 kr/kWh

Traditionelle elprod.-anlæg	Kulstøvfyrer kondensblok	Naturgasfyrer kondensblok	Naturgasfyrer combined cycle	S.T.I.G (STeam Injected Casturbine)	Atomkraft
Størrelse	200-700 MW	200-700 MW	200-300 MW	51.9 MW	500 MW
Levetid	30 år	30 år	30 år	25 år	45 år
Virkningsgrad	45%	45%	50%	43.4%	80%
Rådhedsfaktor	82%	88%	0.88	-	-
Benyttelsestid: - Grundlast - Gennemsnitslast	8310 timer/år 5200 timer/år	8310 timer/år 5200 timer/år	8310 timer/år 5200 timer/år	8310 timer/år 5200 timer/år	8000 timer/år
Investering	6.3 Mkr/MW	4.67 Mkr/MW	4.8 Mkr/MW	3.44 Mkr/MW	0.15 kr/kWh
Drift & vedligehold	0.16 Mkr/MW/år	0.10 Mkr/MW/år	0.10 Mkr/MW/år	0.10 Mkr/MW/år + 0.017 kr/kWh	0.08 kr/kWh
Brændselsudgift: - Grundlast - Gennemsnitslast	1.60 Mkr/MW/år 1.00 Mkr/MW/år	2.29 Mkr/MW/år 1.44 Mkr/MW/år	2.06 Mkr/MW/år 1.29 Mkr/MW/år	2.38 Mkr/MW/år 1.49 Mkr/MW/år	
Produktionspris: - Grundlast excl.brændsel incl.brændsel - Gennemsnitslast excl.brændsel incl.brændsel	0.072 kr/kWh 0.264 kr/kWh 0.114 kr/kWh 0.306 kr/kWh	0.057 kr/kWh 0.333 kr/kWh 0.091 kr/kWh 0.367 kr/kWh	0.058 kr/kWh 0.307 kr/kWh 0.093 kr/kWh 0.341 kr/kWh	0.065 kr/kWh 0.351 kr/kWh 0.093 kr/kWh 0.379 kr/kWh	0.23 kr/kWh

Naturgasfyret kraftvarme	Gasmotor, 0.1-6.1 MWe	Dual fuel gasmotor 5-15 MWe	Gasturbine 0.4-4 MWe	Gasturbine med udstødskelel	S.T.I.G med varmepumpe
Størrelse	2 MWe	10 MWe	1.95 MWe	5-15 MWe	51 MW
Levetid	20 år	25 år	17 år (100.000 h)	25 år	25 år
Virkningsgrad - el, varme - Cm-værdi	35%, 57% 0.61	41%, 46% 0.89	23%, 59% 0.39	31%, 59% 0.53	38%, 51% 0.74
Rådighedsfaktor	82%	95%	-	90%	-
Benyttelsestid: - Spidslast - Gennemsnitslast	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år
Investering	8.06 Mkr/MWe	8.5 Mkr/MWe	5.50 Mkr/MW	6.50 Mkr/MWe	4.22 Mkr/MWe
Drift & vedligehold	0.024 kr/kWh	0.17 Mkr/MWe/år	0.011 kr/kWh	0.15 Mkr/MW/år	0.13 Mkr/MWe/år + 10.71 kr/kWh
Brændselsudgift: - Spidslast - Gennemsnitslast	0.13 Mkr/MWe/år 2.06 Mkr/MWe/år	0.12 Mkr/MWe/år 1.89 Mkr/MWe/år	0.20 Mkr/MWe/år 3.13 Mkr/MWe/år	0.15 Mkr/MW/år 2.32 Mkr/MW/år	0.12 Mkr/MW/år 1.93 Mkr/MW/år
Produktionspris: - Spidslast excl.brændsel incl.brændsel - Gennemsnitslast excl.brændsel incl.brændsel	0.806 kr/kWh 0.941 kr/kWh 0.073 kr/kWh 0.208 kr/kWh	1.146 kr/kWh 1.299 kr/kWh 0.073 kr/kWh 0.227 kr/kWh	0.438 kr/kWh 0.590 kr/kWh 0.038 kr/kWh 0.190 kr/kWh	0.659 kr/kWh 0.797 kr/kWh 0.042 kr/kWh 0.180 kr/kWh	0.572 kr/kWh 0.714 kr/kWh 0.047 kr/kWh 0.188 kr/kWh

Trad. Kraftvarme Combined Cycle Brændselscelle	Kulfyret Modtrykksanlæg 5-50 MW	Dual fuel gasmotor 5-15 MWe	Gasturbine 0.4-4 MWe	Gasturbine med udstødsedel	S.T.I.G med varmepumpe
Størrelse	20 MWe	10 MWe	1.95 MWe	5-15 MWe	51 MW
Levetid	25 år	25 år	17 år (100.000 h)	25 år	25 år
Virkningsgrad - el, varme - Cm-værdi	26% , 61% 0.43	41% , 46% 0.89	23% , 59% 0.39	31% , 59% 0.53	38% , 51% 0.74
Rådighedsfaktor	-	95%	-	90%	-
Benyttelsestid: - Spidslast - Gennemsnitslast	5797 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år
Investering	7.75 Mkr/MWe	8.5 Mkr/MWe	5.50 Mkr/MW	6.50 Mkr/MWe	4.22 Mkr/MWe
Drift & vedligehold	0.26 Mkr/MWe/år	0.17 Mkr/MWe/år	0.011 kr/kWh	0.15 Mkr/MW/år	0.13 Mkr/MWe/år
Brændselsudgift: - Spidslast - Gennemsnitslast	1.95 Mkr/MWe/år	0.12 Mkr/MWe/år 1.89 Mkr/MWe/år	0.20 Mkr/MWe/år 3.13 Mkr/MWe/år	0.15 Mkr/MW/år 2.32 Mkr/MW/år	0.12 Mkr/MW/år 1.93 Mkr/MW/år
Produktionspris: - Spidslast excl.brændsel incl.brændsel - Gennemsnitslast excl.brændsel incl.brændsel		1.146 kr/kWh 1.299 kr/kWh 0.073 kr/kWh 0.227 kr/kWh	0.438 kr/kWh 0.590 kr/kWh 0.038 kr/kWh 0.190 kr/kWh	0.659 kr/kWh 0.797 kr/kWh 0.042 kr/kWh 0.180 kr/kWh	0.572 kr/kWh 0.714 kr/kWh 0.047 kr/kWh 0.188 kr/kWh

Kraftvarme biobrændsler	Halm og flis Damptrubine, 5-20 MW	Flis Cirk. fluid bed 5-20 MWe	Tørv Damptrubine 17-60 MWe	Affald Ombbygning til decentral KV	B.S.T.I.G Forgasning af biom. + varmepumpe
Størrelse	20 MWe	20 MWe	30/60 MWe/MWt	20 MWe	39 MW
Levetid	25 år	25 år	25 år	20 år	25 år
Virkningsgrad - el, varme - Cm-værdi	21% , 64% 0.33	46% , 46% 1.00	25% , 60% -	23% , 57% 0.40	29% , 47% 0.60
Rådighedsfaktor	-	-	-	88%	-
Benyttelsestid: - Spidslast - Gennemsnitslast	5500 timer/år	5797 timer/år	5000 timer/år	8000 timer/år	370 timer/år 5800 timer/år
Investering	12.0 Mkr/MWe	13.0 Mkr/MWe	11.9 Mkr/MWe	9.00 Mkr/MWe	11.7 Mkr/MWe
Drift & vedligehold	0.55 Mkr/MWe/år	0.93 Mkr/MWe/år	-	0.45 Mkr/MW/år	0.13 Mkr/MWe/år + 10.71 kr/MWh
Brændselsudgift: - Spidslast - Gennemsnitslast	(middel, incl. el) 2.03 Mkr/MWe/år	(middel, incl. el) 1.09 Mkr/MWe/år	- -	- 0.00 Mkr/MW/år	0 Mkr/MW/år 0 Mkr/MW/år
Produktionspris: - Spidslast excl.brændsel incl.brændsel - Gennemsnitslast excl.brændsel incl.brændsel	El; Varme (kr/kWh; kr/GJ) 0.073; 20.40 0.165; 45.70	El; Varme (kr/kWh; kr/GJ) 0.189; 52.43 0.289; 80.21	El; Varme (kr/kWh; kr/GJ) 0.029; 33.33	El; Varme (kr/kWh; kr/GJ) 0.047; 12.97	El; Varme (kr/kWh; kr/GJ) 1.160; - 1.160; - 0.080; - 0.080; -

Bilag B Kilder til undersøgelse af forventninger

Undersøgelsen bygger på personlige interviews og offentlige taler og interviews af beslutningstagere i el- og gassektorerne.

Følgende personer/organisationer indgår i undersøgelsen:

Norge

Interviews som led i dette projekt:

Direktør Tore Sandvold, Olje- og energidepartmentet
Direktør Peter Mellbye, Statoil
Direktør Rolf G. Wiedswang, Samkjøringen

Offentlige udtalelser:

Olie- og energiminister Finn Kristensen, Norge. Tale ved Internationale Gasunions Kongres i Berlin, Juli 1991.

Sverige

Interviews i forbindelse med dette projekt:

Vice VD Yngve Larsson, Sydkraft AB.
Sivert Göthlin, Vattenfall.

Offentliggjorte interviews:

Industri- og energiminister Rune Molin, Sverige. Interview i Scan-Energy nr. x, 1991.

Vicekoncernchef Lennart Lundberg, Vattenfall. Interview i ELSAM-Posten nr 11/91)

Finland

Interview i forbindelse med dette projekt:

Direktionen Imatran Voima OY

Interviews udført af Ole Jess Olsen, Forskningscenter for Energi, Miljø og Samfund, Roskilde Universitetscenter, Roskilde, september 1991:

Direktør Esa Hellgren, Finlands Elverksforening

Markku Kuuiso, senior adviser, Industri- og Handelsministeriet

Direktør Harry Anton, Neste Oy.

Generalsekretær Harry Viheriävaara, Elproducenternes samarbejdsdelegation.

Danmark

Interviews i forbindelse med dette projekt:

Bestyrelsesformand, Holger Lavesen, Dansk Olie og Naturgas.
Direktør Ove Dietrich, SEAS.

Offentliggjorte artikler og interviews:

Industri- og energiminister Anne Birgitte Lundholdt, Danmark.
Interview i Scan-Energy nr. 2, 1991.

Direktør Georg Styrbo, ELSAM. Interview i ELSAM-Posten nr 1/92 og Danske Elværkers Forenings beretning 1990.

Direktør John Hebo Nielsen, ELKRAFT. Interview i Ingeniøren, 24. maj 1991.

Spørgeskema til interviewundersøgelsen.

Nedenfor er vedlagt de skriftlige spørgsmål, som blev udsendt til nogle af de interviewede, samt enkelte andre, hvorfra besvarelser ikke var modtaget ved udgangen af januar 1992. De mundtlige interviews fulgte denne skabelon, omend tilpasset til den konkrete situation. Besvarelserne foreligger som breve eller båndudskrifter.

Ud over præsentationen i et afsnit i rapporten, har interviewene tjent som en værdifuld "guideline" for forfatterne i udarbejdelsen af de øvrige afsnit i rapporten.

1. Forventer De, at det nye transitdirektiv i EF vil få nogen betydning for xx eller for x-land?

Beskriv kort, hvilken betydning det ventes at få. Gerne beskrevet i forhold til dagens situation (salg, indkøb, organisering, eksport/import etc).

2. Samtidig med at der er vedtaget et transitdirektiv for naturgas, blev der også vedtaget et transitdirektiv for elektricitet. Hvilken betydning vurderer De, at dette direktiv vil få for xx og for gassektoren generelt i x-land?
3. Er det Deres vurdering, at transitdirektiver vil få nogen stor indflydelse i de øvrige skandinaviske lande og i samhandlen mellem de skandinaviske lande?

Hvorledes?

4. Udgør transitdirektivet et "trussel" mod nordisk energisamarbejde? Hvilke?
5. Giver transitdirektivet nye muligheder for nordisk energisamarbejde? Hvilke?
6. Forventer De, at en eventuel tredjepartsadgang for naturgas i EF vil få nogen betydning for xx eller for x-land?

Beskriv kort, hvilken betydning det ventes at få. Gerne beskrevet i forhold til dagens situation (salg, indkøb, organisering, eksport/import etc).

7. Samtidig med at der eventuelt vedtages et direktiv om tredjepartsadgang for naturgas, bliver der sandsynligvis også vedtaget et direktiv for tredjepartsadgang for elektricitet. Hvilken betydning vurderer De, at dette direktiv vil få for xx og for gassektoren generelt i x-land?
8. Er det Deres vurdering, at tredjepartsadgang vil få nogen stor

indflydelse i de øvrige skandinaviske lande og i samhandlen mellem de skandinaviske lande?

Hvorledes?

9. Udgør tredjepartsadgang en "trussel" mod nordisk energisamarbejde? Hvilke?
- 10 Giver tredjepartsadgang nye muligheder for nordisk energisamarbejde? Hvilke?
- 11 EF og EF-Kommissionen sætter i dag et stærkere præg på den europæiske energipolitik end tidligere. Blandt andet i gennemførelsen af det indre energimarked. Hvilken betydning vurderer De, at denne udvikling vil få for de nordiske lande?
- 12 Mener De, at behovet for en nordisk energipolitik øges eller reduceres som følge af denne udvikling?
- 13 Hvilken måde forventer De, at en nordisk energipolitik kan/bør gennemføres på?
- 14 Hvilken rolle vurderer De, at Nordel vil spille i fremtiden?

Tror De der er muligheder for et nordisk naturgassamarbejde? Beskriv hvilke fordele og ulemper De ser herfor.

- 15 Kan og bør nordisk energisamarbejde udvides til de baltiske lande og Nordtyskland? Giv en kort begrundelse.

Bilag C Program for seminar

Seminaret blev afholdt onsdag den 13. november 1991 kl. 9.30-16 på det nyoprettede Forskningscenter for Energi, Miljø og Samfund, Roskilde Universitetscenter, der er delvis finansieret af Nordisk Ministerråd. Programmet omfattede følgende indlæg og diskussionsemner:

Transitdirektiv og tredjepartsadgang. Erfaringer fra USA og Europa.
- Hans Hoier Nielsen, Scan-Energy Aps., København

Potentialet for udveksling af elektricitet
- Henrik Sørensen, Forskningscenter Risø, Roskilde

Danmark og Finland over for indførelse af common carrier-system i el- og gassektoren.
- Ole Jess Olsen, Forskningscenter for Energi, Miljø og Samfund, Roskilde Universitetscenter, Roskilde

Regionalt energisamarbejde i Sverige och effekter af avreglering på stornätssidan.
- Åke Sköldberg, Göteborgs Energi AB, Göteborg

Konsekvenserne for Norden ?
- Jerome Davies, Roskilde Universitetscenter, Roskilde

Diskussion: Fremtidens energisystem i Norden.

Energisystemernes udvikling. Formidling af teknisk-økonomiske informationer.
- Poul Erik Grohnheit, Forskningscenter Risø, Roskilde

Organisatoriske konsekvenser af liberaliseringen for Norge og norsk eksport-import problematik
- Bjørn Braaten, Statkraft, Oslo.

Samtidig konkurrence og planlægning i elsektoren
- Peter Hoffmann, Danske Elværkers Forening, København

Forretningsbankernes rolle i finansieringen af fremtidige projekter.
- Henrik Gamst-Pedersen, Unibank A/S, Merchant Bank Divisionen; København.

Energipolitiske styringsmidler i en energisektor præget af konkurrence

- Kjeld Oksbjerg, AKF - Amtskommunernes og Kommunernes Forskningsinstitut, København

Diskussion: Nordisk Råds rolle i fremtidens energipolitik

Øvrige deltagere:

- Jan Andersen, Institut for miljø, teknologi og samfund, Roskilde Universitetscenter, Roskilde
- Peter Stephensen, Forskningscenter Risø, Roskilde
- Eero Tanskanen, Forskningscenter for Energi, Miljø og Samfund, Roskilde Universitetscenter, Roskilde

Referencer

- 1 Com (88) 238 final, 2. May 1988.
- 2 The internal Energy Market, Com (88), 238 final, Bruxelles 1988
- 3 Scan-Energy, No. 1/1990, København
- 4 Towards completion of the Internal Market for Natural Gas, Com (89), 334 final, Bruxelles 1989.
- 5 Increased intra-community electricity exchanges, Com (89), 336 provisional, Bruxelles, 1989.
- 6 Completion of the internal market for electricity and gas. Orientations for a phased approach. Final version adopted by Com on 23.10.91.
- 7 Common Carriage in Western Europe, Multi-client report, prepared by Scan-Energy ApS, 1990.
- 8 Scan-Energy, No. 4/1991, København.
- 9 se note 7.
- 10 Study on the advantages and drawbacks for the European Community of the introduction of a system of "Common Carrier" for the transport of natural gas, Coopers & Lybrand, Belmont, 1989.
- 11 se note 7.
- 12 Pressemeddelelse fra Olje- og energidepartementet, 20. juni 1991 og 25. september 1991, Oslo.
- 13 Scan-Energy, Nr. 2/1991, København
- 14 Jan Magnussons utredning, Energibrevet 5, Svenska Kommunförbundets nyhetsbrev om energi, 5/1991.

- 15 Nutek Utredningen, Energibrevet 5, Svenska Kommunförbundets nyhetsbrev om energi, 5/1991.
- 16 Scan-Energy, Nr. 10/1991, København.
- 17 Interviews af Ole Jess Olsen, oktober 1991, med:
- Markku Kuuiso, Handels- og industriministeriet, Finland
 - Esa Hellgren, Finlands Elverks Forening
 - Harry Viheriävaara, Elproduktions samarbejdsdelegationen, Finland.
- 18 Analyse af Kjeld Oksbjerg, Amternes og Kommunernes Forskningsinstitut, fremlagt på seminar vedr. dette projekt den 13. november 1991.
- 19 Nordisk Ministerråd, Et integreret gassmarked i Norden (Nord 1988:18, København, 1989). 124s.
- 20 Lennart Emborg, Bjarne Juul-Kristensen, Claus Bidstrup: Miljö och energi i Norden, energiscenarier för år 2010. Bilagsrapport nr. 2. Teknologikataloget. (Fysisk Laboratorium III, Danmarks Tekniske Højskole; Senter for utvikling og miljø, avdelingen for miljøforskning, Universitetet i Oslo, Institutionen för miljö- och energisystem, Lunds Universitet, Joensuu Universitet.
- 21 Schleisner, L.; Nielsen, L.H.; Pedersen; A. S.; Kjøller, J., Brint som energibærer (med fokus på ellagring). Statusrapport (Risø-M-2940. Forskningscenter Risø, Roskilde, 1991) 127s.
- 22 Grubb, M.J., The integration of renewable electricity sources. Energy Policy, September 1991.
- 23 Jensen, J.D.; Morthorst P.E.; Nielsen L.H., Samfundsøkonomiske analyser af biogassfællesanlæg. (Baggrundsrapport nr. 11 til hovedrapport fra Koordineringsudvalget for Biogassfællesanlæg) udkommer efteråret 1991.

- 24 ELSAM-Posten. August 1991.
- 25 European Energy Report EER 342/4. Financial Times Business Information 1991.
- 26 Thomas S. D., Comecon nuclear power plant performance: A comparison with the USA and Japan. Energy Policy July/August 1990.
- 27 Vicekoncernchef Lennart Lundberg, Vattenfall. Interview i ELSAM-Posten nr. 11/91.
- 28 Jørgen Fenhann (ed.), Energy and Environment in Estonia, Latvia and Lithuania. (Risø-M-2943. Risø National Laboratory, Roskilde) August 1991.
- 29 Danske Elværkers Forening, Dansk Elforsyning 1990. (København. August 1991).
- 30 ELSAM-posten. Juli/august 1991
- 31 se note 20
- 32 Elektrisk Storebæltsforbindelse. Rapport fra en arbejdsgruppe nedsat af Energiministeriet, Elkraft og Elsam. Juni 1986.
- 33 Halsnæs, K; Mackenzie, G.A. (eds.) Nordic Workshop on Integrated Energy and Environmental planning - held at Risø National laboratory 15-16 February 1990. (NORD 1990:74, Nordisk Minister-råd, København 1990). 172p.
- 34 Elkraft-spillet - et computerspil om produktion af el og kraftvarme. Elkrafts Informationsafdeling, november 1990. Diskette.
- 35 Brundtland-scenariemodellen - BRUS. Baggrundsrapport nr. 7 til Energi 2000. Udarbejdet for Energistyrelsen af Risø, Systemanalyseafdelingen. Marts 1990.

- 36 Schleisner, L.; Grohnheit, P.E.; Sørensen, H., Elproduktion kontra elbesparelser. (Upubliceret midtvejsrapport. Forskningscenter Risø, januar 1991).
- 37 Grohnheit, P. E., Economic interpretation of the EFOM Model. Forthcoming in "Energy Economics", April 1991.
- 38 Kirkegaard, P.; Lang Rasmussen, O., LINPROG Reference: A Linear-Programming Code Developed at Risø. (Risø-M-2797, Risø National Laboratory, Roskilde), 1990.
- 39 Van der Voort, E.; Donni, E.; Thonet, C.; Bois d'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F., Energy Supply Modelling Package EFOM 12 C Mark I - Mathematical Description. (CABAY, Louvain-la-Neuve, for the Commission of the European Communities, 1984).
- 40 Energy and Environment - Methodology for the Assessment of Acid Pollution in Europe. JOULE Programme. Commission of the European Commission, Brussels 1990.
- 41 Cost-Effectiveness Analysis of CO₂ Reduction Options. Synthesis Report / Country Reports (Report for the Commission of the European Communities, DG XII, JOULE Programme. Models for Energy & Environment, May 1991).
- 42 P. E. Grohnheit, The DESS Model: A Detailed Energy System Simulation Model for the EC Countries (Risø-M-2809, Risø National Laboratory, Roskilde), 1989, 39 p.
- 43 Halsnæs, K. and Sørensen, H. Simulation of the Italian energy system with the DESS-Model. Risø-M-2798. (Risø National Laboratory, Roskilde). 1989, 69 p.
- 44 Botnen, O.J.; Johannesen, A., Det norske/nordiske elforsynings-system. Datagrunnlag for Samkjøringsmodellen. Energiforsynings Forskningsinstitutt A/S. Teknisk Rapport nr. TR 3836, Trondheim,

juli 1991:

- 45 Wene, C.O.; Björkqvist, O.; Johnsson, J.; Larsson, T.; Rydén, B.,
Integrated energy/emission control planning on a municipal level.
se ref. 33



EF's indre marked og nordisk energipolitik

EF's indre marked og nordisk energipolitik

Det nordiske energisamarbejde

Samarbejdet indenfor Nordisk Ministerråd på det energipolitiske område sigter bl.a. mod at tilrettelægge energiforsyning og energiforbrug i overensstemmelse med en bæredygtig udvikling, og at energiforsyningssikkerheden fastholdes på et højt niveau. Hovedindsatsen lægges indenfor et fælles nordisk elforsyningsmarked, et fælles nordisk gasmarked, øget effektivitet på energiområdet, brug af mindre forurenede energikilder, nordisk energiforskningssamarbejde og internationalt samarbejde.

Nordisk Ministerråd

blev oprettet i 1971 som samarbejdsorgan mellem de nordiske landes regeringer. Ministerrådet fremlægger forslag til Nordisk Råds sessioner, viderefører rådets rekommandationer, rapporterer til Nordisk Råd om samarbejdets resultater og leder arbejdet inden for de forskellige emneområder. Samarbejdet koordineres af samarbejdsministrene, der er udpeget af det enkelte lands regering. Ministerrådet træder sammen i forskellige sammenkomlinger - afhængigt af hvilke spørgsmål, der skal behandles.

Nordisk Råd

blev oprettet i 1952 som et samarbejdsorgan mellem de folkevalgte forsamlinger og regeringer i Danmark, Island, Norge og Sverige. Finland indtrådte i 1955. Færøernes, Grønlands og Ålands delegationer indgår i henholdsvis Danmarks Riges og Finlands delegationer. Rådet består af 87 medlemmer. Nordisk Råd er initiativtagende og rådgivende og har kontrollerende opgaver i det nordiske samarbejde. Nordisk Råds organer er plenarforsamlingen, præsidiets og udvalgene.



Nordisk Ministerråd

ISBN 92 9120 087 5
ISSN 0906-3668

1992:561